

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE**  
**LEGANES**

Departamento de Ingeniería Eléctrica



TRABAJO DE FIN DE GRADO  
**“EVALUACIÓN AUTOMÁTICA DE  
SATURACIÓN EN TI’S DE  
PROTECCIONES DIFERENCIALES DE  
BARRA”**

PRESENTADO POR  
**Roberto Prado Marchal**  
TUTOR  
**Miguel Ángel Orduñez del Pino**

# Contenido

I.	ÍNDICE DE FIGURAS.....	7
II.	ÍNDICE DE TABLAS.....	10
III.	INTRODUCCIÓN .....	11
	1) MARCO REGULATORIO .....	16
IV.	SISTEMA ELÉCTRICO .....	17
V.	SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	19
	1) INCIDENCIAS .....	19
	2) CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN .....	20
	a) ZONAS DE PROTECCIÓN .....	21
	b) ALCANCE DE PROTECCIÓN .....	21
	c) RESPALDO .....	22
	d) PARÁMETOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN .....	23
	3) COMPOSICIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN .....	24
VI.	TRANSFORMADORES.....	26

VII.	TI'S de PROTECCIÓN .....	28
1)	COMPOSICIÓN DE UN TI.....	28
a)	CIRCUITO EQUIVALENTE .....	29
b)	DIAGRAMA FASORIAL.....	30
2)	FUNCIONAMIENTO DE UN TI.....	32
a)	FUNCIONAMIENTO IDEAL .....	32
b)	FUNCIONAMIENTO REAL.....	34
3)	EXCITACIÓN DEL NÚCLEO MAGNÉTICO .....	35
a)	CURVA DE EXCITACIÓN .....	35
b)	ERROR DE MEDIDA, FASE Y COMPUESTO .....	37
c)	FACTOR LÍMITE DE PRECISIÓN (FLP) .....	39
d)	CLASE DE PRECISIÓN .....	40
4)	RESISTENCIA A LOS CORTOCIRCUITOS .....	42
5)	SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD .....	43
VIII.	RELÉS DE PROTECCIÓN .....	45

1) TIPOS DE RELÉS DE PROTECCIÓN .....	45
2) SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA (50, 50N).....	47
3) SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO (51, 51N) .....	48
4) SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO (51, 51N) .....	49
5) SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67, 67N) .....	50
6) DISTANCIA O IMPEDANCIA (21) .....	51
IX. RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87).....	53
1) PROTECCIÓN DIFERENCIAL PORCENTUAL.....	54
2) PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE COMPARACIÓN DE FASORES .....	55
3) PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE COMPARACIÓN DE CARGA.....	56
4) POTECCIÓN DIFERENCIAL DE PLANO ALPHA.....	57
X. SATURACIÓN EN LOS SIST. DE PROTECCIÓN .....	58
1) SATURACIÓN DE LOS TI's.....	58
2) TENSIÓN DE SATURACIÓN .....	59
3) FACTOR DE SATURACIÓN .....	59

4) TIEMPO DE SATURACIÓN .....	60
5) EVITAR LA SATURACIÓN .....	61
a) CORRIENTE PRIMARIA SIMÉTRICA .....	61
b) CORRIENTE PRIMARIA ASIMÉTRICA .....	62
c) REMANENCIA .....	63
d) TENSIÓN DE SATURACIÓN.....	64
e) CARGA CONECTADA AL TI .....	65
6) EFECTOS DE LA SATURACIÓN EN LOS RELÉS .....	66
a) MEDICION DE CORRIENTES DESEQUILIBRADAS.....	66
b) RELÉS SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONALES .....	66
c) RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIFERENCIALES.....	68
XI. HOJA DE CÁLCULO PSRC .....	70
1) MODELO APLICADO .....	71
a) CIRCUITO EQUIVALENTE .....	72
b) BASE Y FUNCIONAMIENTO DE LA HOJA DE CÁLCULO .....	73

c) CÁLCULOS DE ONDAS .....	81
XII.    HOJA DE CÁLCULO MEJORADA.....	85
1) HOJA 1: Datos de entrada.....	86
2) HOJA 2, 3, 4 y 5: Cálculo de saturación TI 1, TI 2, TI 3 y TI 4 .....	87
3) HOJA 6: Ajuste de la protección diferencial .....	89
4) HOJA 7: Ayuda .....	92
XIII.   CONCLUSIONES.....	93
XIV.   ENTORNO SOCIO-ECONÓMICO .....	94
XV.    ANEXOs .....	96
ANEXO A: Pantalla del programa.....	96
ANEXO B: MACROS .....	102
Bibliografía.....	115

# I. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolución de la red de transporte eléctrica en España (REE, El Sistema Eléctrico Español, Avance 2016, 2016).....	11
Figura 2: Esquema de la red eléctrica española (REE, El Sistema Eléctrico Español, Avance 2016, 2016).....	17
Figura 3: Esquema de falta monofásico, bifásico y trifásico.....	20
Figura 4: Sistema eléctrico dividido en zonas de protección .....	21
Figura 5: Ejemplo de alcance abierto o indefinido por impedancia .....	22
Figura 6: Ejemplo de alcance cerrado o definido .....	22
Figura 7: esquema del sistema de protección .....	24
Figura 8: A la izquierda, un transformador de potencia y a la derecha, uno de medida	26
Figura 9: Transformadores con dos devanados primarios y con dos devanados secundarios (ARTECHE, Introducción a los transformadores de medida, 2016).....	29
Figura 10: Circuito equivalente de un transformador de corriente.....	29
Figura 11: Diagrama fasorial de un transformador de intensidad .....	31
Figura 12: Curvas características de excitación .....	36
Figura 13: Cálculo de la tensión de codo por medio del estándar IEEE C57.13.....	37

Figura 14: Ejemplo de clase de precisión por la estándar IEEE C57.13 .....	41
Figura 15: Ejemplo de clase de precisión según la norma IEC 60044 .....	42
Figura 16: Características de tiempo de los relés instantáneos .....	47
Figura 17: Característica de tiempo de los relés de tiempo definido.....	48
Figura 18: Características de tiempo mixto de los relés de tiempo inverso .....	49
Figura 19: Diferencias entre relé de sobrecorriente no direccional y direccional .....	50
Figura 20: Ajuste de tiempo de actuación de un relé de distancia por zonas .....	51
Figura 21: A la izquierda, curva trapezoidal; a la derecha, curva MHO .....	52
Figura 22: Funcionamiento de un relé diferencial ante faltas internas .....	53
Figura 23: Curva característica de frenado de una y dos pendientes.....	54
Figura 24: Comparación de fasores en relés diferenciales .....	55
Figura 25: Comparación de carga en relés diferenciales .....	56
Figura 26: Plano Alpha.....	57
Figura 27: Curva de magnetización del núcleo ferromagnético .....	58
Figura 28: Cálculo del FS por medio de la curva de excitación (izquierda) y por la clase de precisión (derecha).....	59



Figura 29: Comparación del método de clase de precisión y el de curva de excitación 60

Figura 30: Representación de la corriente primaria asimétrica, flujo magnético y corriente secundaria real. .... 62

Figura 31: Representación de la corriente primaria y la corriente secundaria con el 0% de remanencia (izquierda) y con el 75% (derecha) ..... 63

## II. ÍNDICE DE TABLAS

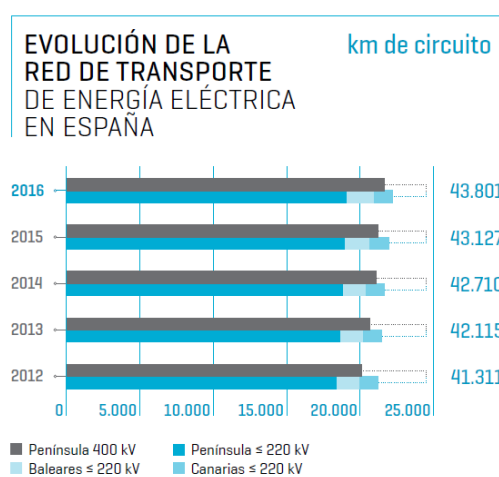
Tabla 1: Partes del tiempo de eliminación de falta.....	23
---	----

### III. INTRODUCCIÓN

Desde la Edad Antigua, cuando se hacían simples percepciones de la electricidad; pasando por el final del siglo XIX, momento en el que se hicieron los primeros aparatos para el uso práctico de la electricidad; y hasta hoy en día, la electricidad está en continua evolución.

Una evidencia de esta evolución son los datos proporcionados por Red Eléctrica Española para el año 2016. La demanda de energía eléctrica ha experimentado un ligero crecimiento del 0.8% respecto al 2015, situándola en 265.3 TWh. Aunque el parque generador haya descendido con respecto al año pasado, un 0.9%, todavía puede responder a dicha demanda. La potencia instalada a 31 de diciembre de 2016 en toda la nación fue de 105.308MW. Toda esta potencia se distribuye por la red de transporte y distribución instalada, que actualmente se ha visto incrementada a 674 Km de circuito eléctrico con respecto al 2015 (REE, *El Sistema Eléctrico Español, Avance 2016, 2016*).

“Gracias al desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas se determina la evolución de otros sectores de la industria” (*Ministerio de Energía, s.f.*)



**Figura 1: Evolución de la red de transporte eléctrica en España (REE, El Sistema Eléctrico Español, Avance 2016, 2016)**

El sistema eléctrico actual difiere en muchas características del sistema primitivo. La creación de una red ha mejorado calidad de vida de las personas, principalmente poniendo al alcance de todos, o una amplia mayoría, el acceso a la electricidad. Con el tiempo el sistema eléctrico español se ha interconectado con los sistemas eléctricos fronterizos, formando parte de un sistema eléctrico europeo.

En un principio la red eléctrica española estaba dirigida por el Gobierno Español, pero hubo un punto de inflexión (la aprobación de la Ley 54/1997, del 27 de noviembre) en el que se liberalizó parte de las actividades del sistema. La comercialización y la producción (generación) son regulados por las reglas del mercado, en cambio el transporte y distribución, por un monopolio natural.

“Debido a la imposibilidad de almacenar la electricidad se requiere que la oferta sea igual a la demanda, por lo tanto, se necesita una coordinación entre la generación, transporte, distribución y consumo”. (*Ministerio de Energía, s.f.*)

Con el fin de obtener los mejores resultados, se estableció un objetivo claro en la regulación del sector eléctrico, que consiste en “Asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, garantizando al mismo tiempo, el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad al mínimo coste posible y todo ello enmarcado dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna”. (*Ministerio de Energía, s.f.*) Para conseguir este objetivo, se crearon una serie de mecanismos regulatorios.

“La calidad de suministro son un conjunto de características técnicas y comerciales inherentes al suministro eléctrico, exigible por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración española”. (*Ministerio de Energía, s.f.*)

La calidad de suministro se divide en tres aspectos:

- **Suministro eléctrico continuo**

Consiste en mantener conectado todos los consumidores de energía sin interrupción. Para medir la continuidad se han marcado unos parámetros que miden el número de interrupciones y su duración, obligando a tener un máximo de interrupciones marcado por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. Hay distintos parámetros como el “TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión) y el NIEPI (Número de Interrupciones Equivalentes de la Potencia Instalada en media tensión)”. (*Ministerio de Energía, s.f.*)

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI}$$
$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K PI_i}{\sum PI}$$

$PI_i$  es la potencia instalada en media tensión interrumpida en KVA

$H_i$  es el tiempo de interrupción en horas

$PI$  es la potencia instalada en media tensión en KVA

- **Calidad del producto**

“La calidad del producto está marcada por la norma UNE-EN 50.160”. (*Ministerio de Energía, s.f.*) Esta norma define la calidad de suministro en función de la forma de onda, buscando las menores perturbaciones posibles, es decir, la menor distorsión. Para conseguir este propósito, se usan controles de tensión-reactancia como servicio complementario del sistema eléctrico, que mantienen la tensión dentro de unos márgenes especificados. El límite superior, +5%, es marcado por el valor máximo admisible que deteriora los aislantes de los equipos. El límite inferior, -5%, viene definido por la mínima capacidad para transmitir potencia activa. Si la tensión de la red se saliera de los límites, se podrían producir fallos en los equipos y/o pérdidas en el sistema eléctrico.

- **Calidad de atención al consumidor**

“La calidad de la atención y la relación con el consumidor se determinará atendiendo a las características del servicio, entre las que se encuentran el conjunto de aspectos referidos al asesoramiento del consumidor en materia de contratación, facturación, cobro, medida de consumos y demás aspectos derivados del contrato suscrito”. (*Ministerio de Energía, s.f.*)

Según el objetivo fijado, se tiene que cumplir los requisitos anteriores con un coste mínimo. Para ello se necesitan “operadores del mercado mayorista de la electricidad (OMIE), quienes gestionan de manera integrada los mercados (diarios e intradiarios) para toda la Península Ibérica” (*OMIE, s.f.*); también se necesitan operadores del sistema (REE) que “aseguran el correcto funcionamiento del sistema supervisando y coordinando la generación-transporte y gestionando el desarrollo de la red de transporte” (*REE, Conócenos, Misión y visión, s.f.*); por último, pero no menos importante se necesita una institución reguladora (Ministerio de energía) encargada de realizar la planificación energética y una explotación óptima con una retribución correcta.

Cuando un punto de la red pasa a un estado indeseable, ya sea por la variación de algún parámetro de la red, la desconexión o conexión de un elemento o la aparición de faltas externas, tenemos una interrupción en el sistema eléctrico. Esta interrupción consiste en un evento durante el cual la tensión en dicho punto cae a 0 V y no retorna a valores normales automáticamente. Esto puede deberse tanto a agentes externos (climatología, animales, humanos, etc) como a agentes internos (envejecimiento, fallos electromecánicos, etc). Para evitar que surjan estas interrupciones y conseguir el objetivo anteriormente descrito, han tenido lugar avances y nuevas tecnologías.

Un gran avance fue el descubrimiento de un sistema de mecanismos que tenía la finalidad de proteger tanto la seguridad de las personas que operaban en la red, como las instalaciones y, por tanto, el sistema eléctrico. Este sistema detecta las faltas en la red, procede a aislarlas evitando su propagación y devuelve el sistema a la normalidad, consiguiendo así una continuidad de suministro. Este sistema se denomina “sistema de protección”. Uno de los mecanismos del sistema es el transformador de tensión o

intensidad (TT o TI), que reduce proporcionalmente las magnitudes de la red. Los transformadores evitan daños en las protecciones eléctricas, aislando estos equipos de las faltas en la red.

Uno de los grandes problemas del sistema de protección, es la saturación del núcleo magnético de los transformadores. El transformador ideal suministra una corriente o tensión proporcional a la de entrada y sin desfase. En cambio, el transformador real tiene un error de medida, variando la magnitud de salida respecto de la ideal. El transformador, formado por un núcleo ferromagnético, satura, aumentando así el error de medida. Esta medida entra en la protección, cuyo funcionamiento se altera al recibir una magnitud distorsionada. Esta situación puede llegar a un fallo grave en el sistema de protección, detectando una falta que no existe en realidad y despejándola produciendo una interrupción en el sistema.

Para poder mantener la calidad de suministro se investigan formas de evitar que las protecciones despejen una falta que no existe. En la actualidad, los transformadores de tensión e intensidad tienen diferentes configuraciones para mantener la precisión en distintas situaciones, diferenciando así entre transformadores de medida y protección. Cada uno tiene una clase de precisión, siendo los de protección más idóneos para mantener una precisión óptima con magnitudes de cortocircuito. Por su parte, las protecciones tienen distintos ajustes que les facilitan saber si existe realmente un fallo en el sistema o, simplemente, si hay errores en la medida.

Pero todavía, en la actualidad, sigue siendo un problema la saturación de los transformadores en los sistemas de protección. Es necesario seguir investigando, sobre el motivo y la cantidad de saturación que se produce en el núcleo, para poder dar un ajuste correcto a la protección discriminando los efectos de la saturación. Así, se cumplirá el objetivo de mantener un suministro de calidad a un mínimo costes en el sistema eléctrico.

## 1) MARCO REGULATORIO

La realización de este proyecto se basa en normas o estándares americanos y europeos. Para el estudio de los transformadores se han utilizado la norma europea IEC 60044-1 (*IEC, 1996*) y los estándares americanos IEEE C37.110-2007 (*PE/PSRCC, C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007*) y IEEE C57.13-2016 (*PE/TR, 2016*). Para el estudio de las protecciones diferenciales se han utilizado IEEE C57.13-2016 (*PE/TR, 2016*) y IEEE C37.90-2005 (*PE/PSRCC, C37.90-2005 - IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus, 2005*)



## IV. SISTEMA ELÉCTRICO

La red eléctrica española o sistema eléctrico de potencia español, en la actualidad, es un conjunto de componentes y medios eléctricos unidos entre sí, cubriendo la mayor parte del territorio español, tanto peninsular como extra peninsular. Se unen con el fin de generar energía eléctrica, transportarla y distribuirla hasta los centros de consumo, donde se usa dicha energía. En la figura 2 se muestra un esquema básico del sistema eléctrico.

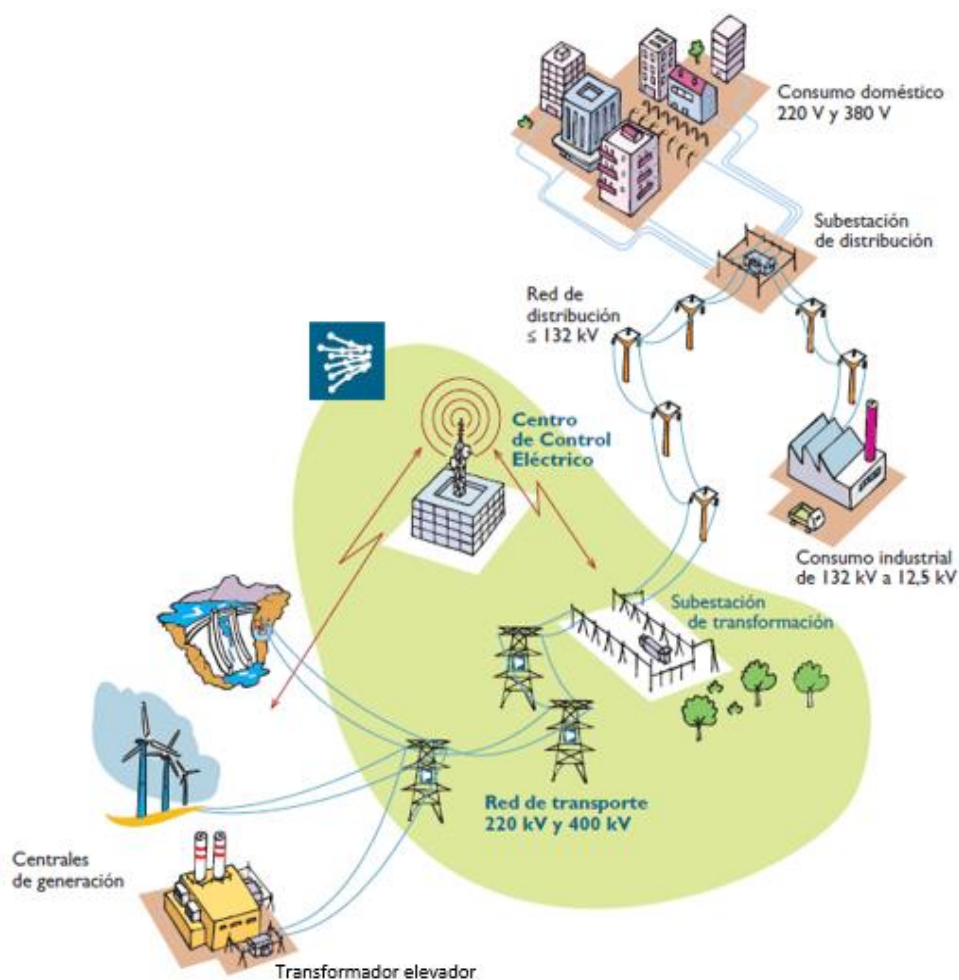


Figura 2: Esquema de la red eléctrica española (REE, El Sistema Eléctrico Español, Avance 2016, 2016)

Las centrales eléctricas se encargan de transformar una fuente primaria en energía eléctrica, para cubrir la demanda de electricidad. Dependiendo del tipo de fuente y de la forma de transformación, hay distintos tipos de centrales. Más del 50% de la potencia instalada en 2016 fue por parte de las centrales de ciclo combinado (26,67 GW), eólicas (23,02 GW) e hidráulicas (20,35 GW) (*REE, El Sistema Eléctrico Español, Avance 2016, 2016*). El nivel de tensión en la generación varía según el tipo central entre 6 y 20 kV.

Una vez generada la energía, se aumenta el nivel de tensión por medio de un transformador de potencia elevador, conectado a la red de transporte. La tensión de las redes de transporte, en España, es de 220 o 400 kV. La energía viaja por las líneas aéreas o subterráneas a muy alta tensión para disminuir las pérdidas. Estas líneas se reparten por toda la península cubriendo muchos kilómetros de distancia.

Cuando la energía se acerca a grandes centros de consumo, la tensión se reduce por medio de un transformador de potencia reductor en la subestación de transformación. La energía, por tanto, pasa a la red de distribución que se encuentra a diferentes niveles de tensión. Primero, pasa por las líneas de reparto o alta tensión (132, 66, 45 y 30 kV), después, por las de media tensión (25, 20, 15, 13 y 11 kV) y por último, pasa por las de baja tensión (230/400 V). Uniendo cada línea hay una subestación de distribución que reduce la tensión por medio de un transformador reductor.

La red de distribución entrega la energía a los centros de consumo, que dependiendo de su tamaño se conectan a un nivel de tensión u a otro. (*Burgos Díaz*)

En la actualidad, la red eléctrica española es muy importante, dado que hoy en día la electricidad está muy presente en todos los aspectos de la vida cotidiana. Es necesario tomar todas las medidas posibles para conseguir un suministro de calidad a un mínimo coste y que sea respetable con el medio ambiente. Por este motivo es importante seguir desarrollando esta tecnología. Uno de los avances más importantes fue la creación de un sistema de protección, que mejora la calidad de suministro minimizando los costes. Este sistema sigue evolucionando y corrigiendo los errores para cumplir todas las funciones necesarias.

## V. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Como ya se ha mencionado, los sistemas de protección satisfacen las necesidades de la red eléctrica. Una de las funciones es otorgar seguridad a las personas y los animales, evitando daños por contacto físico entre éstos y los elementos de la red. Otra función se basa en la seguridad de las instalaciones, evitando daños en éstas para minimizar los costes. Y, por último, la seguridad del sistema, reduciendo los cortes de energía por cualquier tipo de incidencia. (*Montané Sangrá, 1993*)

Por tanto, los sistemas de protección son un conjunto de elementos eléctricos unidos entre sí. Tienen la función de medir magnitudes del sistema principal para analizarlas y, así, poder informar tanto de la localización y del tipo de la incidencia, como de tomar una decisión de actuación. Pueden dejar actuar al propio sistema eléctrico en caso de no detectar problemas o actuar aislando el circuito para evitar la propagación de estos y que aumenten los daños en el sistema. (*Suarez Creo, 2011*) (*Iriondo Barrenetxea, 1996*)

### 1) INCIDENCIAS

Es importante que el sistema de protección tenga un buen funcionamiento para evitar la propagación de las incidencias. Si tuviese un mal funcionamiento, podrían surgir cortes de suministro importantes. (*Iriondo Barrenetxea, 1996*) (*Montané Sangrá, 1993*) (*Suarez Creo, 2011*)

Las incidencias son estados o eventos indeseables, involuntarios e imprevisibles en la configuración o el funcionamiento de la red. Pueden ser debidos a distintas causas:

- La variación de algún parámetro de la red saliéndose del rango normalizado de funcionamiento, como, por ejemplo: la tensión, intensidad, frecuencia, etc.
- La conexión o desconexión de algún elemento del sistema, como, por ejemplo: centrales eléctricas, centros de transformación, líneas, cargas, etc.
- Los disparos indeseables e imprevisibles de elementos de protección o corte por fallos electromecánicos.

- Los fallos de aislamiento en los materiales de la aparamenta del sistema eléctrico debido al envejecimiento.
- El factor climatológico o atmosférico, como, por ejemplo: las descargas eléctricas (rayos), los huracanes, los terremotos, la nieve, el hielo, etc.
- La influencia de la flora y la fauna, como, por ejemplo: los choques de aves o las caídas de los árboles en las líneas aéreas.
- El factor humano, como, por ejemplo: los trabajos con grúas o los errores de operación en los equipos.
- La aparición de faltas o defectos de distintos tipos. Las más comunes son las monofásicas, que ocurren cuando una fase se une con tierra, que puede darse directamente o a través de una resistencia. Las menos comunes, pero más fuertes, son las trifásicas donde las tres fases caen a tierra. También existen las bifásicas, que ocurren por la unión de dos fases entre sí. La *figura 3* muestra los distintos tipos de faltas según las fases implicadas.



Figura 3: Esquema de falta monofásico, bifásico y trifásico

## 2) CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

Es importante que el sistema de protección actúe siempre que sea necesario y que no actúe, cuando no lo sea. Por este motivo, el sistema de protección tiene una serie de características para mejorar su funcionamiento, que dependiendo de los elementos que protege, tienen unas características u otras. Es importante realizar un estudio previo para seleccionar las características óptimas. (*Montané Sangrá, 1993*)

## a) ZONAS DE PROTECCIÓN

Como la red eléctrica es muy extensa y se compone de muchos elementos, no se puede cubrir toda la red eléctrica con un solo sistema de protección. Es necesario usar varios sistemas con una zona de protección cada uno. De esta manera, se puede disparar sólo una zona de protección dejando en funcionamiento las demás. Estas zonas se delimitan por los interruptores y marcan donde se puede despejar una falta. En la *figura 4*, se muestra un sistema eléctrico completo dividido en zonas de protección. Es importante que cada zona se solape con la adyacente para asegurar por completo toda la red.

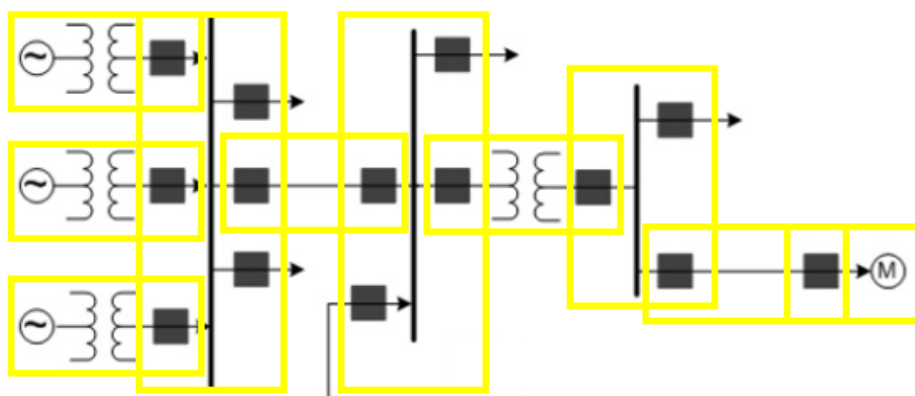


Figura 4: Sistema eléctrico dividido en zonas de protección

## b) ALCANCE DE PROTECCIÓN

Aparte de la zona de protección, el sistema tiene un alcance que nos señala hasta qué punto, puede detectar una falta. Si el alcance es mayor a la zona de protección, el sistema detecta faltas tanto en su zona como en zonas adyacentes. Por el contrario, si es menor, no detecta faltas ni en zonas adyacentes ni en la totalidad de su zona (únicamente cubre una fracción de la zona que le corresponde). Es importante que los alcances de varias zonas se solapen para asegurar la protección total de la red, incluso coordinando varios sistemas a la vez, por si uno de ellos falla. El alcance se puede delimitar de dos formas denominadas alcance abierto (indefinido) o alcance cerrado (definido).

La primera forma, *figura 5*, limita el alcance por medio de una función del sistema como, por ejemplo, la impedancia de falta. La segunda, *figura 6*, usa dos puntos físicos del sistema como, por ejemplo, los transformadores de intensidad. (*Iriondo Barrenetxea, 1996*) (*Montané Sangrá, 1993*) (*Suarez Creo, 2011*)

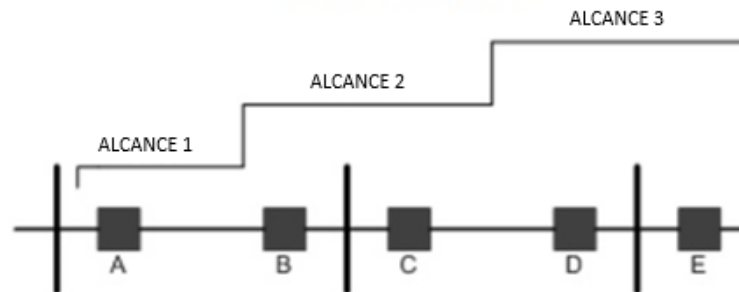


Figura 5: Ejemplo de alcance abierto o indefinido por impedancia

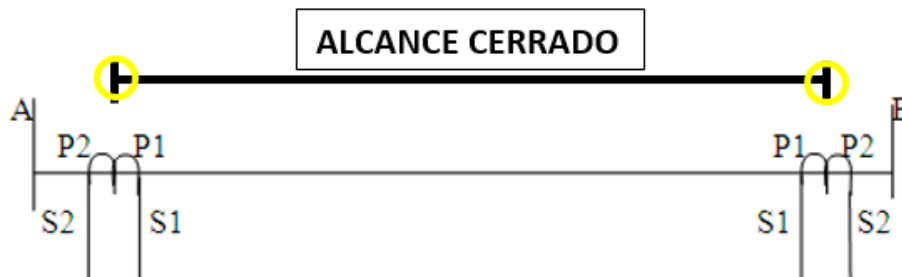


Figura 6: Ejemplo de alcance cerrado o definido

### c) RESPALDO

Otra forma de asegurar la protección de la red es por medio de un sistema de respaldo o back-up, que actúa temporizado sólo si no ha actuado el sistema principal. El sistema de respaldo local se encuentra dentro de las mismas subestaciones que el principal y es complementario o igual a éste. En cambio, el sistema de respaldo remoto, se encuentra en una subestación adyacente y no coincide con el sistema principal, por tanto, la probabilidad de no disparar una falta se reduce.

## d) PARÁMETROS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

- **Rapidez de actuación**

Para conseguir un funcionamiento óptimo, hay que reducir el tiempo de eliminación de falta ( $T_c$ ), que es el tiempo que transcurre entre la aparición de la falta y la actuación del interruptor, abriendo el circuito principal y eliminando por completo la falta, incluyendo el tiempo de coordinación. En la Tabla 1 se muestra la descomposición del tiempo de eliminación.

Tabla 2: Partes del tiempo de eliminación de falta

Tiempo de eliminación de falta ( $t_c$ )					
Detección de falta	Creación de mensaje	Propagación del mensaje	Decisión de actuación	Reacción de la protección	Actuación del interruptor y eliminación del arco
10 – 30 ms	1 -5 ms	0 – 5 ms	1 – 60 ms	0 – 10 ms	30 – 80 ms

- **Selectividad**

Es importante conseguir una buena selectividad para evitar el corte de suministro en zonas donde no es necesario. La selectividad es la capacidad del sistema para discriminar las condiciones en las que tiene que actuar o no, siempre aislando el menor número de elementos posibles.

- **Sensibilidad**

La sensibilidad es el mínimo valor de la magnitud que usa el relé para detectar una falta. Se consigue un buen funcionamiento de las protecciones con un valor muy bajo para poder actuar ante faltas muy pequeñas

- **Fiabilidad**

La fiabilidad del sistema se divide en dos aspectos distintos que variarán dependiendo de las necesidades del sistema. Para obtener un buen funcionamiento se necesita realizar un estudio previo. Por un lado, la seguridad es la probabilidad de no actuar cuando no es necesario actuar. Por otro lado, la obediencia es la probabilidad de actuar cuando tiene que actuar. (*Iriondo Barrenetxea, 1996*) (*Montané Sangrá, 1993*) (*Suarez Creo, 2011*)

### 3) COMPOSICIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

- Transformador de protección (TT's y TI's)
- Relés de protección
- Servicios auxiliares
- Sistema de comunicación
- Interruptor de potencia

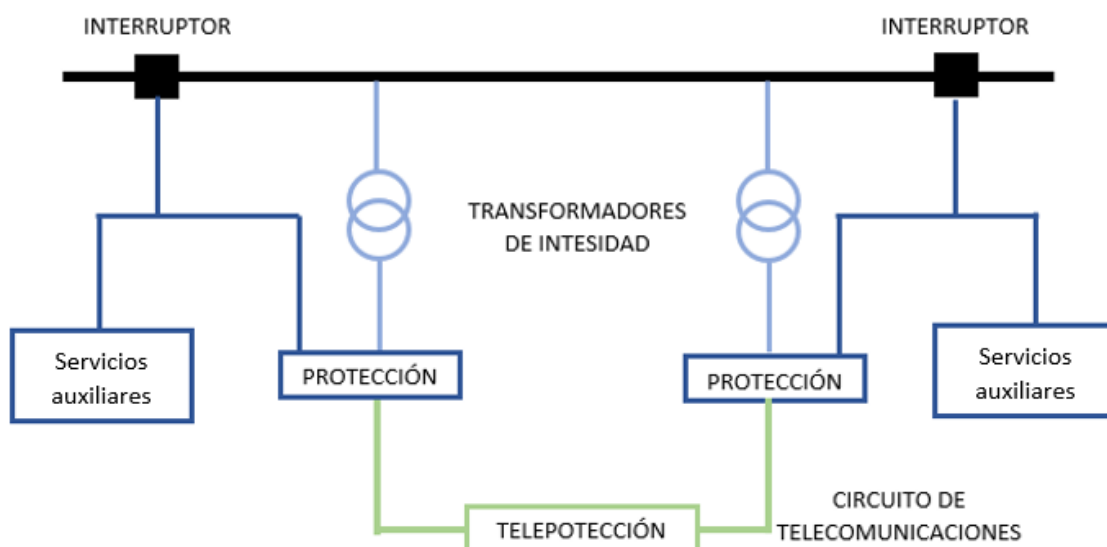


Figura 7: esquema del sistema de protección

El funcionamiento de un sistema de protección se basa en la toma de medidas de ciertas magnitudes de la red. Puede ser directa o por medio de transformadores de intensidad o

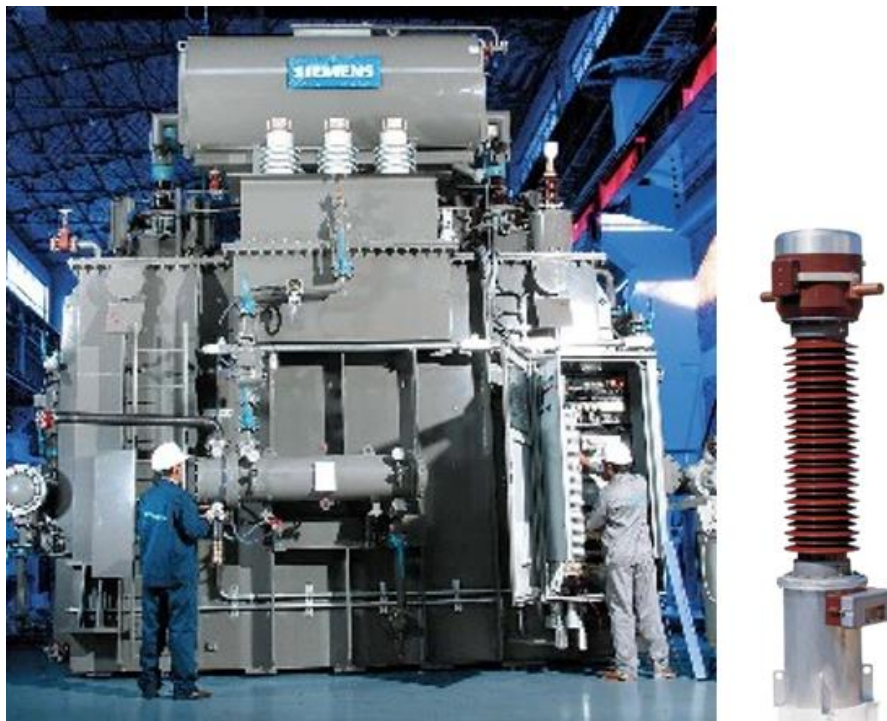


tensión. Al añadir un transformador, ofrecemos al sistema un aislamiento galvánico y cierta seguridad ante magnitudes de cortocircuito. Estas medidas entran en el relé de protección, que, mediante distintos algoritmos dependiendo del tipo de relé, detecta las condiciones de falta. La protección cierra su relé interno si detecta un cortocircuito. Al cerrar el relé, se cierra un circuito secundario que es alimentado por los servicios auxiliares. La corriente circula hasta la bobina de disparo del interruptor. Al ser energizada, dispara el interruptor abriendo el circuito principal, evitando así la propagación de la falta.

## VI. TRANSFORMADORES

A lo largo de la red eléctrica hay subestaciones con transformadores de potencia, que tienen la función de cambiar el nivel de tensión para adecuarla a cada parte del sistema. Este tipo de transformador tiene unas dimensiones muy grandes al operar con magnitudes nominales elevadas. Por este motivo, necesita tener una gran aparamenta que le proteja de magnitudes de cortocircuito y evitar daños internos en el transformador. (Burgos Díaz)

Por otro lado, también hay transformadores de medida, que se usan para reducir con una proporción definida y conocida la corriente y la tensión del circuito primario, manteniendo la relación de fases y forma de onda. A diferencia de los anteriores, son de menor tamaño puesto que los requisitos a los que se enfrentan no son tan altos. Son muy usados en los sistemas de protección para alimentar a los equipos de medida y protección.



**Figura 8:** A la izquierda, un transformador de potencia y a la derecha, uno de medida

Los transformadores de medida se pueden clasificar según la magnitud que miden: los transformadores de intensidad (TI's) reducen la corriente de la red a un valor no perjudicial para los equipos conectados en el secundario y los transformadores de tensión (TT's) reducen la tensión.

También se pueden clasificar según su aplicación: los transformadores de medida se diferencian de los de protección en que los primeros alimentan los aparatos de medida (como, por ejemplo: contadores, vatímetros, amperímetros, etc.) y los segundos alimentan los aparatos de protección (como, por ejemplo, relés). Además, se diferencian por su rango de actuación: los transformadores de medida tienen una gran precisión para corrientes nominales, en cambio, los de protección proporcionan una gran precisión con corrientes de cortocircuito. (ARTECHE, *Acercamiento a los transformadores de medida*, 2016) (ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016)

## VII. TI'S de PROTECCIÓN

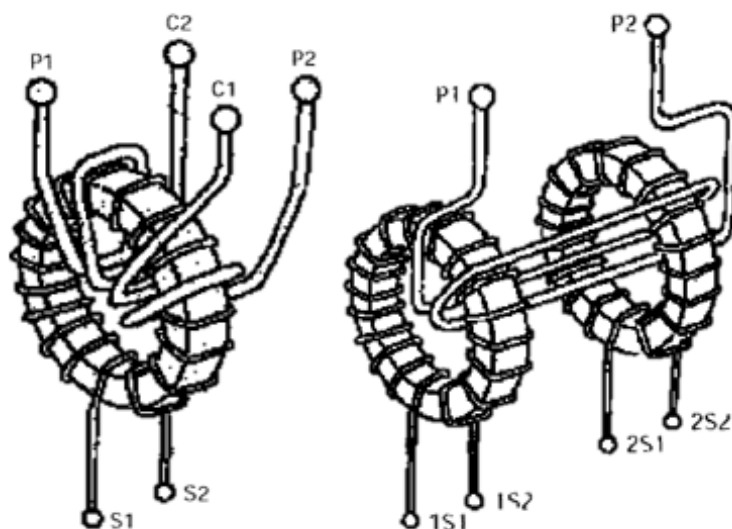
Los transformadores de protección alimentan los relés de protección para detectar condiciones de falta en la red. Por tanto, deben asegurar una buena precisión para corrientes de varias veces la intensidad nominal.

Su función es reducir la magnitud de la corriente primaria a un valor inversamente proporcional por la relación de transformación, con un desfase de aproximadamente  $0^\circ$ . Al reducir las magnitudes, se evita daños en el aislamiento de los equipos conectados al TI, minimizando los costes. También, ofrece una seguridad tanto a los operarios que trabajan sobre elementos a tensiones peligrosas como al equipo conectado en el secundario mediante el aislamiento galvánico. (Ras, 1994) (ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016)

### 1) COMPOSICIÓN DE UN TI

Los transformadores de intensidad están compuestos por un devanado primario, compuesto por varias espiras ( $N_1$ ) conectadas en serie con la red eléctrica. También, tienen un devanado secundario conectado a la carga mediante varias espiras ( $N_2$ ). La *figura 9* muestra un transformador con varios devanados primarios permitiendo una, dos o tres intensidades primarias nominales (imagen izquierda), además de un transformador con varios devanados secundarios independientes unos de otros y excitados todos ellos por el mismo devanado primario (imagen derecha).

Otro componente de los transformadores es el núcleo ferromagnético, que normalmente tiene forma toroidal, con el devanado secundario uniformemente repartido para reducir el flujo de dispersión.

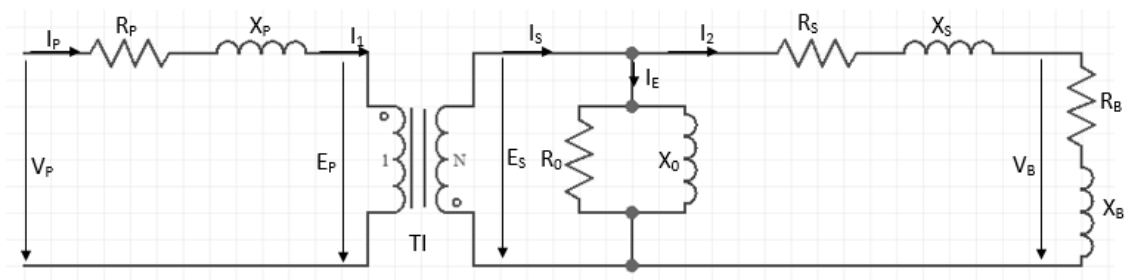


**Figura 9: Transformadores con dos devanados primarios y con dos devanados secundarios**  
(ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016)

Los transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos, es decir, reducen la corriente de una fase o de tres. Los TI's monofásicos se conectan entre sí para formar un trifásico. Hay distintos tipos de conexiones, pero las más usuales son: triángulo (delta) o estrella (wye). (ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016)

### a) CIRCUITO EQUIVALENTE

La *figura 10* muestra el circuito equivalente de un transformador de intensidad con todos los parámetros que influyen en su funcionamiento.



**Figura 10: Circuito equivalente de un transformador de corriente**

$I_P$ [A]	Intensidad que entra en el devanado primario del TI
$V_P$ [V]	Tensión del devanado primario
$R_t$	Relación de transformación nominal
$V_S$ [V]	Tensión de excitación o tensión en el devanado secundario
$I_S$ [A]	Corriente ideal que sale del devanado secundario del TI
$I_E$ [A]	Corriente de excitación del núcleo magnético
$I_2$ [A]	Corriente secundaria real que se entrega a la carga conectada al TI
$V_B$ [V]	Tensión en el terminal del devanado secundario del TI o de la carga conectada
$R_P$ [ $\Omega$ ]	Resistencia del devanado primario que representa las pérdidas de calor
$X_P$ [ $\Omega$ ]	Reactancia del devanado primario que representa el flujo de fuga
$Z_0$ [ $\Omega$ ]	Impedancia de excitación que representa las pérdidas en el núcleo magnético
$R_S$ [ $\Omega$ ]	Resistencia del devanado secundario que representa las pérdidas de calor
$X_S$ [ $\Omega$ ]	Reactancia del devanado secundario que representa el flujo de fuga
$Z_B$ [ $\Omega$ ]	Impedancia de la carga conectado al TI, incluido el cableado desde el TI al equipo

## b) DIAGRAMA FASORIAL

Otra forma de hacer el estudio del funcionamiento es por medio de un diagrama fasorial, *figura 11*. En el diagrama se representan todos los fasores de cada parámetro con su ángulo correspondiente. (PE/PSRCC, 2007) Para dibujarlo se siguen los siguientes pasos:

1. Dibujar la corriente secundaria real ( $I_s$ ) que entra en la carga con ángulo  $0^\circ$ .

$$I_2 \angle 0^\circ$$

2. Dibujar la suma vectorial ( $V_s$ ) de la caída de tensión en la impedancia del devanado secundario ( $Z_s$ ) y de la carga conectada ( $Z_B$ ) al TI.

$$(I_2 \angle 0^\circ) \times (R_S \angle 0^\circ) = (V_{RS} \angle 0^\circ)$$

$$(I_2 \angle 0^\circ) \times (X_S \angle 90^\circ) = (V_{XS} \angle 90^\circ)$$

$$(I_2 \angle 0^\circ) \times (R_B \angle 0^\circ) = (V_{RB} \angle 0^\circ)$$

$$(I_2 \angle 0^\circ) \times (X_R \angle 90^\circ) = (V_{XB} \angle 90^\circ)$$

$$(V_{RS} \angle 0^\circ) + (V_{RB} \angle 0^\circ) + (V_{XS} \angle 90^\circ) + (V_{XB} \angle 90^\circ) = V_S \angle \alpha^\circ$$

3. Dibujar, perpendicularmente a la caída de tensión  $V_s$ , la magnitud del flujo magnético ( $\phi$ ) que circula por el núcleo.

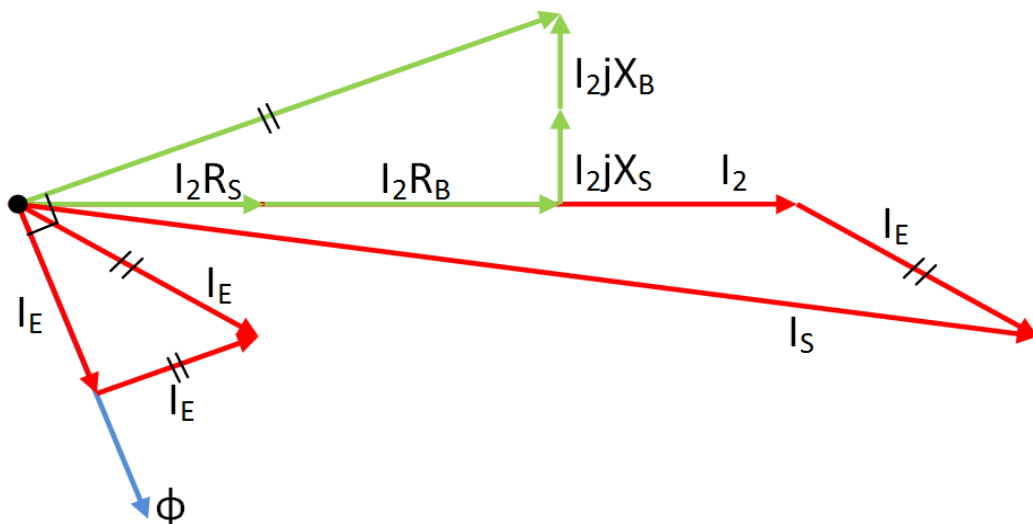
$$\phi \perp (\alpha - 90^\circ)$$

4. Dibujar la corriente de excitación ( $I_E$ ) como la suma vectorial de: la corriente magnetizante ( $I_M$ ), paralela al flujo  $\phi$  y la corriente de pérdidas en el núcleo ( $I_{\text{perd}}$ ), perpendicular al flujo.

$$I_E \perp \beta^\circ = (I_M \perp \alpha - 90^\circ) + (I_{perd} \perp \alpha^\circ)$$

5. Dibujar la corriente secundaria ideal como la suma vectorial de la corriente de excitación y la secundaria real. Esta corriente ideal es la corriente primaria por la relación de transformación.

$$I_S \sqcup \gamma^\circ = (I_2 \sqcup 0^\circ) + (I_E \sqcup \beta^\circ)$$



**Figura 11: Diagrama fasorial de un transformador de intensidad**

## 2) FUNCIONAMIENTO DE UN TI

El devanado primario es alimentado por la tensión  $V_P$  y la corriente  $I_P$  de la red a la que está conectado. El secundario suministra, a la carga conectada, una corriente  $I_2$  con una tensión  $V_B$ .

Cuando el secundario del transformador está abierto, es decir, no tiene carga conectada, toda la corriente primaria pasa a ser corriente de excitación ( $I_E$ ). A este fenómeno se le denomina autoinducción. La corriente de excitación se divide en una componente magnetizante ( $I_{PU}$ ) y una resistiva ( $I_{PW}$ ). Dependiendo del núcleo la corriente de excitación aumentará más o menos rápido pudiendo llegar a daños irreparables en el TI. (ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016)

$$i_E = i_{PU} + i_{PW}$$

### α) FUNCIONAMIENTO IDEAL

El funcionamiento ideal se basa en que todo el flujo creado por el primario es recogido por el secundario. La corriente de la red que circula por el arrollamiento primario, induce en el núcleo ferromagnético un flujo que circula por él, debido al fenómeno de la inducción electromagnética. Dicho flujo, induce una corriente en el devanado secundario por el mismo fenómeno.

$$e_P = N_1 \frac{d\phi}{dt}$$
$$e_S = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

Al ser un transformador ideal, la resistencia del devanado primario y secundario es nula. Si aplicamos la ley de Ohm en el devanado primario y secundario se obtiene:

$$v_P - i_P R_P = e_P$$
$$v_S + i_{ST} R_S = e_S$$



$$R_P = 0 ; R_S = 0$$

$$v_P = e_P = N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

$$v_S = e_S = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

Resolviendo el sistema anterior, se calcula la relación de transformación nominal ( $R_t$ ), que es la relación entre las espiras del devanado primario y el secundario.

$$\frac{u_P}{u_S} = \frac{e_P}{e_S} = \frac{N_1}{N_2} = R_t$$

Cuando se conecta una carga ( $Z_B$ ) al devanado secundario se demanda una corriente secundaria. Dicha corriente crea un flujo en el núcleo opuesto al primario. Como la tensión del primario se mantiene constante, la corriente aumenta su valor.

$$\frac{N_1 i_P - N_2 i_S}{Z_E} = \phi$$

Por lo tanto, al aplicar la siguiente fórmula:

$$F = Z_0 \cdot \phi = N_1 i_E$$

Se obtiene:

$$N_1 i_p = N_1 i_E + N_2 i_S$$

En un transformador ideal la corriente de excitación es despreciable, por tanto, la corriente secundaria es inversamente proporcional a la relación de transformación por la corriente primaria. La carga también es proporcional, pero al cuadrado de la relación de transformación. (ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016)

$$\frac{i_P}{i_S} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{Rt}$$

$$Z_B^1 = Rt^2 \cdot Z_B^2$$

## b) FUNCIONAMIENTO REAL

En la realidad, la intensidad de excitación no es despreciable. Es decir, todo flujo creado por el primario no es completamente recogido por el secundario. Hay una serie de pérdidas en el núcleo magnético que hacen que el flujo secundario sea menor. Por lo tanto, la corriente del primario tras la transformación se divide en corriente de excitación y en corriente secundaria. También hay que tener en cuenta las resistencias de los arrollamientos de cada devanado y consecuentemente los flujos de fuga de cada devanado.

$$v_P = N_1 e_P + R_P i_P + jX_P i_P$$

$$v_S = N_2 e_S - R_S i_2 - jX_S i_2$$

$$N_1 i_P = N_1 i_E + N_2 i_2$$

$$i_S = i_E + i_2$$

Teniendo en cuenta la fórmula de Boucherot con corrientes senoidales, a una frecuencia del sistema de 50 Hz:

$$E = 2.22 \frac{f}{50} N_2 B_m S \cdot 10^6$$

Se calcula la inducción necesaria en el núcleo para alimentar a la carga conectada:

$$B = \frac{Z_T I_2}{2.22 \cdot N_2 \cdot S}$$

La inducción es proporcional a la impedancia secundaria total y a la corriente secundaria.  
(ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016)

### 3) EXCITACIÓN DEL NÚCLEO MAGNÉTICO

#### a) CURVA DE EXCITACIÓN

La operación de un transformador de intensidad real se divide en dos formas separadas por un punto llamado saturación.

- **Zona no saturación:** Cuando la corriente secundaria entregada a la carga ( $I_2$ ) es baja, la corriente de excitación ( $I_E$ ) también lo es. El error es despreciable o nulo y, por lo tanto, no hay distorsión en la corriente secundaria.

Si la corriente secundaria o la carga aumentan, la tensión también, provocando un aumento en el flujo magnético. La corriente de excitación empieza a crecer desproporcionalmente, llegando al punto de saturación  $V_{SAT}$ .

- **Zona de saturación:** Cuando la corriente de excitación aumenta superando el punto de saturación, el error llega a un valor considerable. La magnitud del secundario no se corresponde con la ideal y, por tanto, la forma de onda se distorsiona.

Dependiendo del tipo y la composición del núcleo magnético, la excitación es distinta. Por tanto, cada transformador tiene una curva característica de excitación, figura 12. En la curva, se relacionan la tensión de excitación ( $V_S$ ) y la corriente de excitación del núcleo ( $I_E$ ) en ejes logarítmicos con las mismas décadas de separación. Para realizar la curva de excitación, se necesitan hacer estudios prácticos y teóricos.

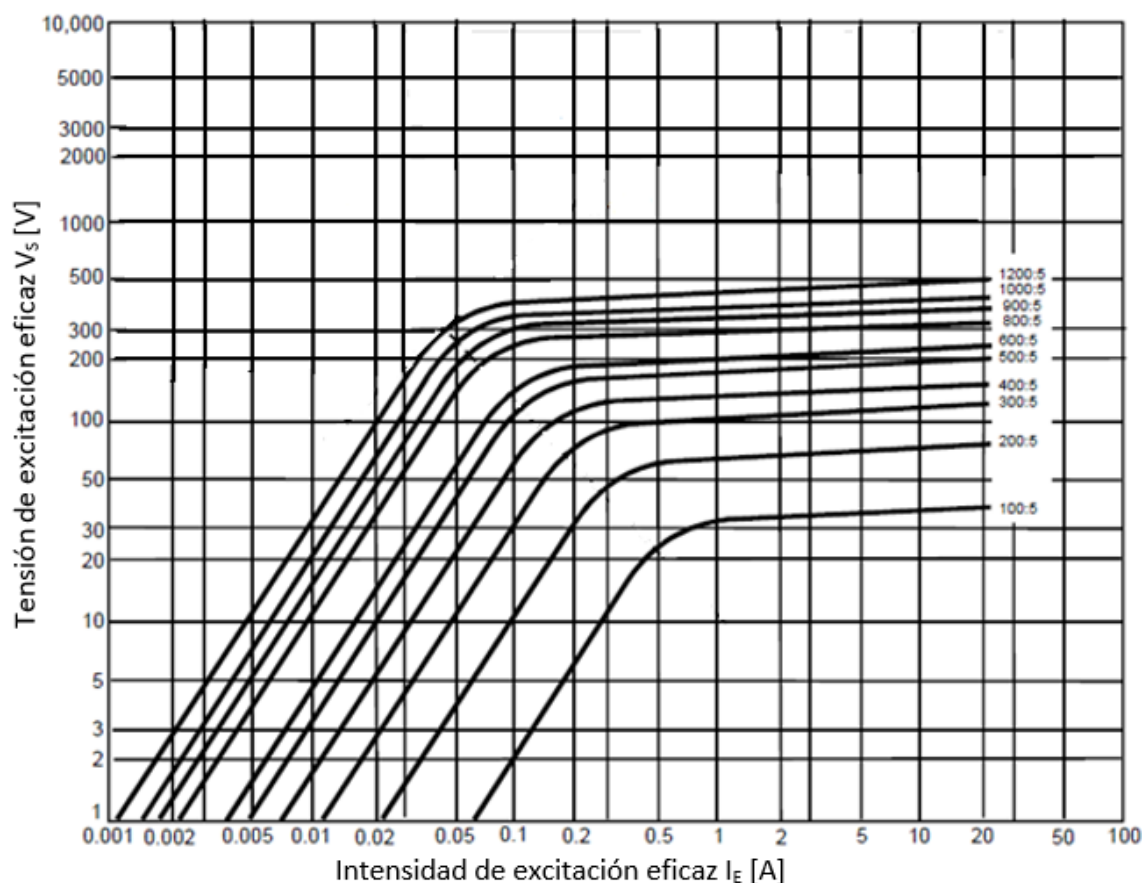


Figura 12: Curvas características de excitación

La curva de excitación se divide en dos tramos por la tensión de codo ( $V_K$ ). En la primera parte de la curva, la corriente de excitación crece proporcionalmente (aproximadamente un 25%) con la tensión de excitación. Sin embargo, después de  $V_K$ , la corriente crece desproporcionalmente (aproximadamente 95%) con un aumento de la tensión. Esta última parte nos indica la operación del TI en zona de saturación. (PE/PSRCC, 2007)

Dependiendo la norma o estándar, la tensión de codo se define de formas distintas:

- **IEEE Std. C57.13:** Dependiendo del tipo de núcleo,  $V_K$  es el punto donde la tangente que hace dicha curva forma un ángulo de  $45^\circ$  o  $30^\circ$  con el eje de abscisas. (PE/TR, 2016) (PE/PSRCC, 2007)
- **IEC 60044:**  $V_K$  es el punto de la curva donde un incremento del 10% en la tensión de excitación produce un incremento en la corriente de excitación del 50%. (IEC, 1996)

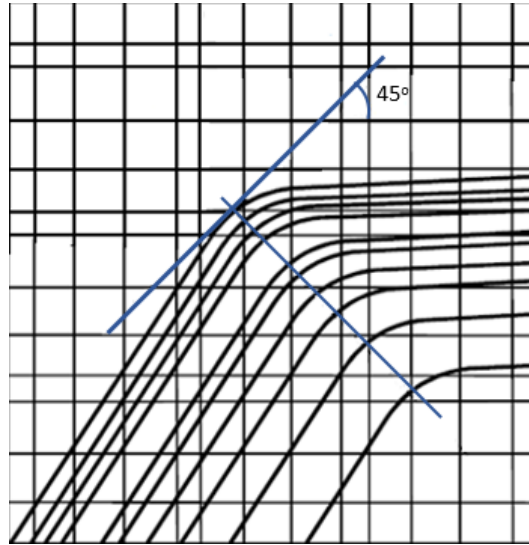


Figura 13: Cálculo de la tensión de codo por medio del estándar IEEE C57.13

## b) ERROR DE MEDIDA, FASE Y COMPUESTO

En los transformadores reales la excitación del núcleo introduce un error de medida en la intensidad ( $\epsilon_i$ ). Es decir, la corriente primaria no es proporcional a la secundaria por la relación de transformación nominal.

$$\epsilon_I(\%) = \frac{Rt_n I_S - I_p}{I_p} \times 100 = \frac{I_{ST} - I_S}{I_S} \times 100 = \frac{(I_S + I_E) - I_S}{I_S} \times 100 = \frac{I_E}{I_S} \times 100$$

También introduce un error de fase o desfase ( $\delta_i$ ), que es la diferencia entre el ángulo de la corriente primaria y la secundaria. Para cargas con un factor de potencia de aproximadamente 0.8, este error no es importante. Al no ser importante, se calcula el error de medida para la peor condición que se da cuando la corriente primaria está en fase con la de excitación.

$$\delta_I = Fase_p - Fase_s [^\circ]$$

Otra forma de expresar el error de medida puede ser mostrar la relación con la longitud del circuito magnético ( $L$ ), la impedancia secundaria total ( $Z_T$ ), el número de espiras secundarias ( $N_2$ ), la sección del núcleo magnético ( $S$ ) y la permeabilidad de la chapa magnética ( $\mu$ ).

$$\varepsilon_I(\%) = \frac{cte \cdot L \cdot Z_T}{\mu \cdot N_S^2 \cdot S_\mu} \times 100$$

Por medio de la anterior fórmula, relacionamos el tipo de núcleo magnético con el error de medida del transformador. Las curvas de excitación del núcleo dependen de la permeabilidad de la chapa. El error es inversamente proporcional a la permeabilidad de la chapa, por lo que, para reducir el error, se seleccionarán transformadores con chapas de alta permeabilidad.

Por un lado, las chapas antiguas contienen un alto nivel de silicio y una permeabilidad muy baja, haciendo que el error sea muy alto. Por el otro, las chapas con grano orientado tienen una alta permeabilidad, pero es necesario tener en cuenta el resto de requisitos para un buen funcionamiento. La elección de la chapa dependerá de las diversas exigencias de tipo técnico y económico, puesto que la reducción del error no es siempre un criterio importante, debido a que el coste de un buen núcleo es muy elevado para las prestaciones que puede conseguir.

Los transformadores de protección, a diferencia de los transformadores de medida, tienen en especial otro error que se denomina error compuesto. Éste es el valor eficaz de la diferencia entre los valores instantáneos de intensidad primaria y el producto de la relación de transformación nominal con la intensidad secundaria real, a lo largo de un periodo.

$$\varepsilon_C(\%) = \frac{100}{I_P} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (R t_n i_S - i_p)^2 dt}$$

Si las ondas son senoidales, dicho error se puede simplificar en: la suma vectorial del error de relación y el de fase. (Ras, 1994) (ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016)

$$\varepsilon_c(\%) = 100 \cdot \sqrt{\varepsilon_I^2 + \delta_I^2}$$

### c) FACTOR LÍMITE DE PRECISIÓN (FLP)

Al igual que los transformadores de medida, los de protección tienen una característica denominada factor límite de precisión (FLP). Este parámetro es la relación entre la intensidad límite de precisión nominal ( $I_{LP}$ ) y la intensidad nominal primaria ( $I_{PN}$ ).

$$FLP = \frac{I_{LP}}{I_{PN}}$$

La intensidad límite de precisión nominal es el valor más elevado de la corriente primaria cuando el error compuesto no supera el valor máximo, estando conectado el TI a la carga de precisión.

La característica FLP depende de la carga conectada al depender esta de la intensidad límite de precisión. Si la carga es mayor, el factor es menor al nominal. Para calcular el nuevo factor se usa la siguiente formula. (ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016)

$$FLP_{real} = FLP_n \frac{Z_T}{Z'_T}$$

## d) CLASE DE PRECISIÓN

Dependiendo la norma o estándar en la que se base el TI, la clase de precisión variará en su designación, siendo sólo una equivalente. Al hacer una comparación entre las dos normas, el resultado que se obtiene es que los requisitos de protección de la clase P en la norma IEC corresponden a la clase T en la IEEE. En cambio, la norma IEC usa el factor límite de precisión y la IEEE la tensión de clasificación.

- *IEEE Std. C57.13*

La norma IEEE o ANSI designa la clase de precisión mediante: el voltaje secundario de clasificación y, posteriormente, una letra.

El voltaje secundario de clasificación es el voltaje de excitación cuando la corriente secundaria es 20 veces la corriente secundaria nominal, sin exceder el error de medida del 10% cuando está conectado a la carga de precisión. Esta definición es aplicable con la relación de transformación completa, pero como la tensión es proporcional a la relación también se puede calcular la tensión de clasificación en el TI con multitoma.

Dependiendo de los requisitos en la clase de precisión, se usa una letra u otra:

- C: En estos transformadores el flujo de fuga es despreciable ( $X_P$  y  $X_S$  nulos). Permite usar la curva de excitación para determinar la actuación del TI y, consecuentemente, el error de medida.
- D: Es igual que la clase de precisión “C”, pero la tensión de codo en caso, debe ser al menos del 70% de la tensión secundaria nominal.
- T: Esta clase varía respecto las anteriores. El error de medida no se puede calcular por la curva de excitación, si no por otra curva que se obtiene mediante un ensayo tras la fabricación. Esto quiere decir que el flujo de fuga de cada devanado no es despreciable. (*PE/PSRCC, 2007*) (*PE/TR, 2016*)





Figura 14: Ejemplo de clase de precisión por la estándar IEEE C57.13

- *IEC 60044*

La norma IEC indica la clase de precisión por: el índice de clase, la letra “P” y, por último, el factor límite de precisión nominal.

El índice de clase es el límite superior del error de medida del TI para la intensidad límite de precisión, pudiendo ser 5 o 10 que corresponde con el 5% y 10%, respectivamente, del error. La letra “P” nos designa que se trata de un transformador de protección (siendo la letra “S” para los de medida). El factor límite de precisión nominal ha sido explicado anteriormente.

Para verificar cual es el error compuesto asociado a la intensidad límite de precisión se usan diferentes estudios: Uno de ellos es hacer pasar por el devanado primario una intensidad prácticamente sinusoidal, con un valor eficaz prácticamente similar a la intensidad límite de precisión y calcular el error compuesto. El otro método, consiste en determinar la corriente de excitación cuando la tensión sinusoidal tiene el mismo valor eficaz que la fuerza electromotriz límite secundaria. El ensayo más usado es el método de la excitación. (*IEC, 1996*)



**Figura 15:** Ejemplo de clase de precisión según la norma IEC 60044

## 4) RESISTENCIA A LOS CORTOCIRCUITOS

Los transformadores están conectados a la red, por lo que, si hay una incidencia en ella, las sobreintensidades creadas en la red pasan también por el transformador. El problema, es que dichas magnitudes de cortocircuito son mucho más elevadas que las magnitudes nominales del transformador. Este hecho origina efectos térmicos y dinámicos que pueden dañar el transformador.

El esfuerzo térmico se basa en el sobrecalentamiento del conductor primario. La corriente de cortocircuito de la red entra en el conductor primario, que, limitado por su sección, empieza a calentarse. Para disminuir los esfuerzos térmicos, hay que dimensionar de forma adecuada el devanado primario.

Los esfuerzos dinámicos pueden dañar el devanado primario, es decir, las corrientes elevadas pueden producir movimientos en el conductor primario por el electromagnetismo. Para evitar dichos esfuerzos hay que adecuar la sujeción mecánica del devanado primario.

Conocida la potencia máxima de cortocircuito de la red, se puede calcular la intensidad térmica y, con esta, la intensidad dinámica. Para el cambio se necesita un coeficiente que relacione el valor eficaz con el valor pico, según la norma UNE.

La intensidad límite térmica es el valor eficaz más elevado de la intensidad primaria en la que el transformador es capaz de soportar el efecto Joule durante un segundo sin sufrir deterioro, estando el devanado secundario cortocircuitado.

La intensidad límite dinámica es el valor cresta de la primera amplitud de la intensidad, en la que el transformador es capaz de soportar los esfuerzos mecánicos sin sufrir deterioro, estando el devanado secundario cortocircuitado. (*ARTECHE, Introducción a los transformadores de medida, 2016*) (*Ras, 1994*)

## 5) SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Generalmente, los transformadores de corriente más usados no tienen bobinado en el devanado primario, dado que éste es el propio conductor de la red. El núcleo es de forma toroidal y el devanado secundario se enrolla uniformemente en él.

Los criterios para la formación del transformador son:

- Tipo de instalación, que, dependiendo de la situación del transformador, puede ser interior o intemperie.
- Nivel de aislamiento
- Relación de transformación, que según las normas ANSI, las relaciones más usuales son: 100/5, 200/5, 300/5, 400/5, 500/5, 600/5, 800/5, 900/5, 1000/5 y 1200/5 A.
- La corriente primaria nominal, que según la regla ANSI son: 10, 15, 25, 40, 50, 75, 100, 200, 300, 400, 800, 1200, 1600, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000, 1200 A.
- La corriente secundaria nominal, que según la regla ANSI es de 5 A. En cambio, según IEC pueden ser 1,2 y 5 A.
- La clase de precisión según las necesidades del transformador.

- La carga conectada, que según la norma es la carga de precisión, es decir la carga máxima que se puede conectar al TI sin afectar a la exactitud.
- Potencia nominal no muy elevada según las normas.
- Factor nominal de seguridad o factor límite de precisión nominal según si el transformador es de medida o de protección.
- Intensidad límite térmica y dinámica dependiendo de las necesidades y el nivel económico.
- Frecuencia nominal, que en caso del sistema europeo es 50 Hz
- La conexión de los devanados, que según la norma es estrella con una tierra reforzada.

## VIII. RELÉS DE PROTECCIÓN

Su función en los sistemas de protección es detectar por medio de las medidas de los transformadores condiciones de falta, tomar una decisión y actuar disparando el interruptor para devolver la red a la normalidad.

Según el estándar IEEE C37.90 (*PE/PSRCC, C37.90-2005 - IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus, 2005*) el relé se encarga de:

- Proteger: detecta incidencias en el sistema.
- Motorizar: verifica que el sistema de protección tiene un buen funcionamiento.
- Recierre: decide secuencias de cierre de interruptores.
- Regular: mantiene el sistema dentro de un rango óptimo de funcionamiento.
- Auxiliar: ofrece una respuesta complementaria en caso de fallo de otro relé.
- Sincronizar: asegura la sincronización entre dos sistemas independientes para la interconexión.

### 1) TIPOS DE RELÉS DE PROTECCIÓN

- Según el tiempo de actuación sobre el interruptor pueden ser:
  - Monoestables o instantáneos: los contactos de salida actúan cuando se alimentan su bobina y vuelven a reposo cuando se deja de alimentar.
  - Biestables o basculantes: los contactos de salida cambian de estado cuando recibe una señal distinta para cada posición, para ello tiene dos bobinas.
  - Temporizados: dentro de este tipo pueden ser Pick up (cuando se alimenta la bobina los contactos cambian de posición tras un tiempo ajustado,  $T_a$ ) o Drop out (cuando no se alimenta la bobina los contactos cambian de posición tras un tiempo ajustado,  $T_a$ ).

- Según la medida de entrada en el relé pueden ser:
  - De corriente
  - De tensión
  - De potencia
  - De frecuencia
  - De temperatura
  - De presión
  - De flujo
  - De vibración
- Según la tecnología usada para la detección pueden ser:
  - Electromecánicos
  - Estáticos
  - Digitales
  - Numéricos
- Según su funcionamiento para detectar incidencias pueden ser:
  - Sobrecorriente
  - Sobre/Bajo voltaje
  - Distancia
  - Direccional
  - Tiempo definido o inverso
  - Fase o Tierra
  - Alta o baja velocidad
  - Diferencial
  - Comparación de fases

## 2) SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA (50, 50N)

El relé dispara instantáneamente cuando se supera una corriente de arranque ajustada, *Figura 16*. El problema con estos relés es que cuando la corriente de falta tiene una componente continua alta, es decir, la forma de onda es asimétrica, el valor de la corriente aumenta haciendo que el relé actúe sin ser necesario. (*Montané Sangrá, 1993*)

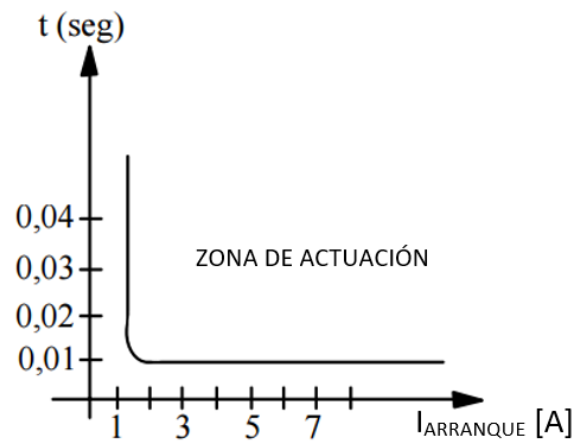
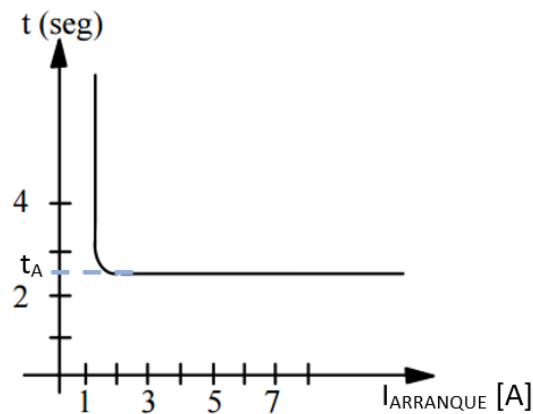


Figura 16: Características de tiempo de los relés instantáneos

### 3) SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO (51, 51N)

Este tipo es igual al anterior, actúa cuando se supera una corriente de arranque, pero éste tiene un tiempo de actuación de retardo. Esta característica ofrece la posibilidad de coordinarse con otros relés para despejar las faltas, asegurando el no funcionamiento del relé más cercano a la falta. (*Montané Sangrá, 1993*)



**Figura 17: Característica de tiempo de los relés de tiempo definido**

Así mismo, el tiempo de retardo permite no actuar cuando la corriente de falta tiene un gran componente de corriente continua. Las ondas asimétricas se van atenuando con el paso del tiempo, tendiendo a ser simétricas. Si transcurrido el tiempo de actuación la onda atenuada sigue siendo superior al límite, el relé actuará, si por el contrario, no lo supera, no actuará.





corriente de falta. En cambio, cuando la tensión de la red es del 90% de la tensión nominal, dispara al 10% del tiempo de actuación.

- Controladores por tensión: Define el tiempo de actuación según el valor de la corriente para un rango de tensiones de red. Se diferencia de la anterior porque establece unos límites de tensión (no es tan gradual), es decir, es menos selectivo.

Como este tipo de relé también tiene un tiempo de ajuste, puede coordinarse con otros relés. Variando la curva de un relé a otra, se conseguirá un tiempo de coordinación. Según la curva, el primer relé actuará para un mismo valor de corriente antes que el segundo relé con otra curva característica. (*Montané Sangrá, 1993*)

## 5) SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67, 67N)

Los relés direccionales evitan la actuación de los relés que actúan en faltas a “espaldas” antes de que actúen los relés que ven las faltas hacia “delante”. Este tipo de relés toman de referencia distintas magnitudes para decidir su actuación. La magnitud de polarización es la magnitud de referencia ajustada para determinar el sentido. Si la polaridad de la corriente de red coincide con la magnitud de polarización, el relé actuará. Esta referencia no se puede anular nunca, aunque cambie el sentido del flujo. (*Montané Sangrá, 1993*)

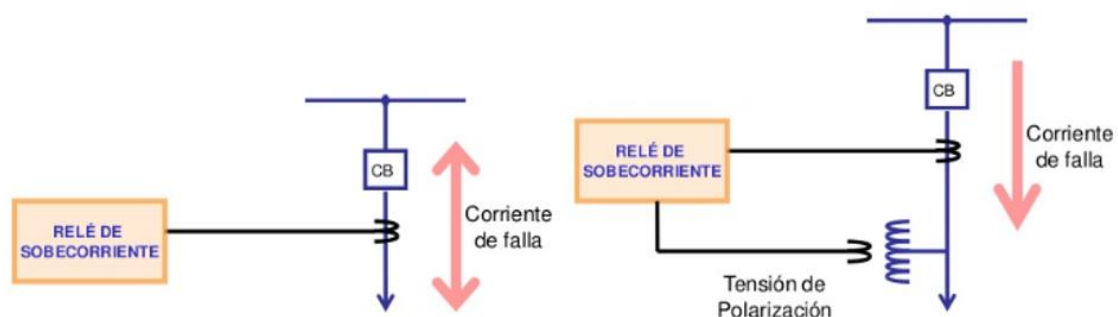


Figura 19: Diferencias entre relé de sobrecorriente no direccional y direccional

## 6) DISTANCIA O IMPEDANCIA (21)

Los relés de distancia actúan instantáneamente sin estar relacionados con la potencia de cortocircuito de la red, al contrario que los anteriores. Actúan dependiendo de la impedancia de la red hasta la falta, que es relativamente independiente. Cuando ésta es menor a la impedancia que toma como referencia, actúa; si es mayor, no.

Estos relés tienen la capacidad de ajustar el tiempo de actuación para las distintas zonas protegidas como se muestra en la *figura 20*, pero siempre hay una serie de errores.

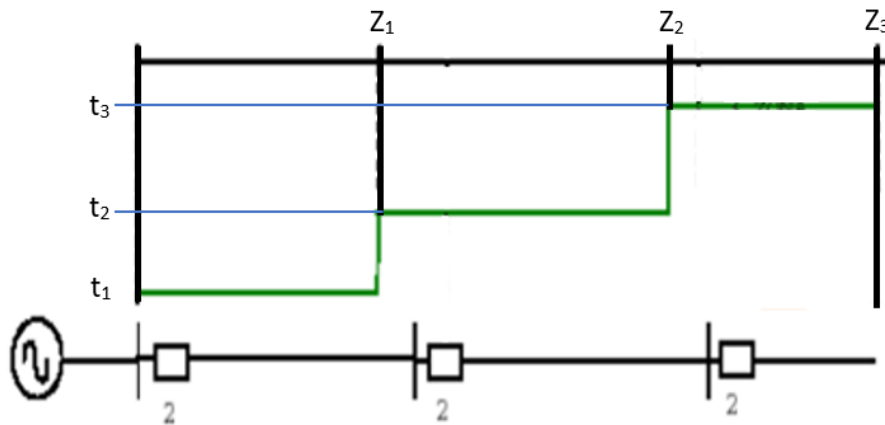
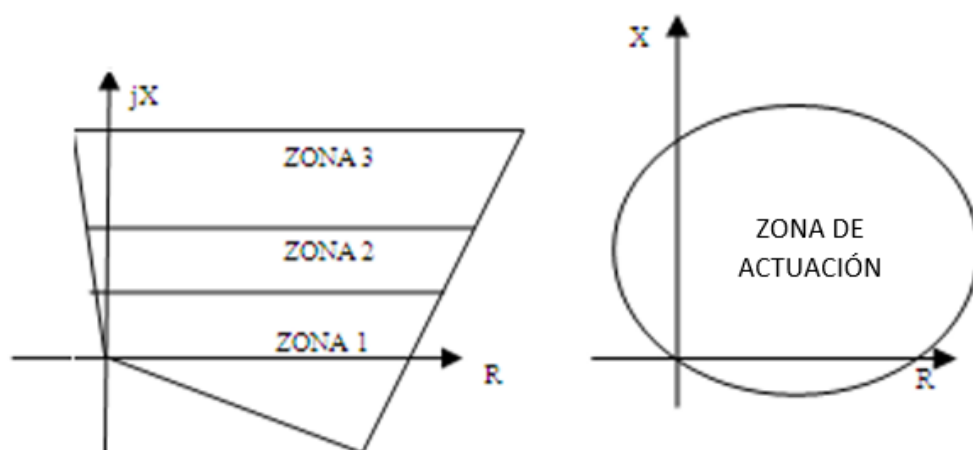


Figura 20: Ajuste de tiempo de actuación de un relé de distancia por zonas

Para calcular la impedancia de la red hasta la falta se necesitan 3 TI's y 3 TT's para cada fase, por ello se entiende que el cálculo de la impedancia sea complejo.

Para tomar la impedancia de referencia, existen distintos tipos de curvas características que representan la resistencia frente a la reactancia. Dichas curvas pueden ser trapezoidales o circulares (MHO). La *figura 21*, muestra estos dos tipos de curva.



**Figura 21:** A la izquierda, curva trapezoidal; a la derecha, curva MHO

## IX. RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87)

Los relés diferenciales se basan en un principio de funcionamiento muy simple. Es un tipo relé rápido, seguro, estable y de gran sensibilidad. Detectan incidencias en la red por medio de la ley de Kirchhoff, que dice que el sumatorio de corrientes de entrada en un nudo tiene que ser igual al sumatorio de corrientes de salida.

Los relés diferenciales toman varias medidas comparándolas. Si la falta se produce dentro del alcance, el sumatorio de entradas no es igual que el de salidas. Por lo tanto, aparece una corriente diferencial, que, si supera un valor de arranque, produce que el relé actúe sobre el interruptor. (*Montané Sangrá, 1993*)

### FALLA INTERNA

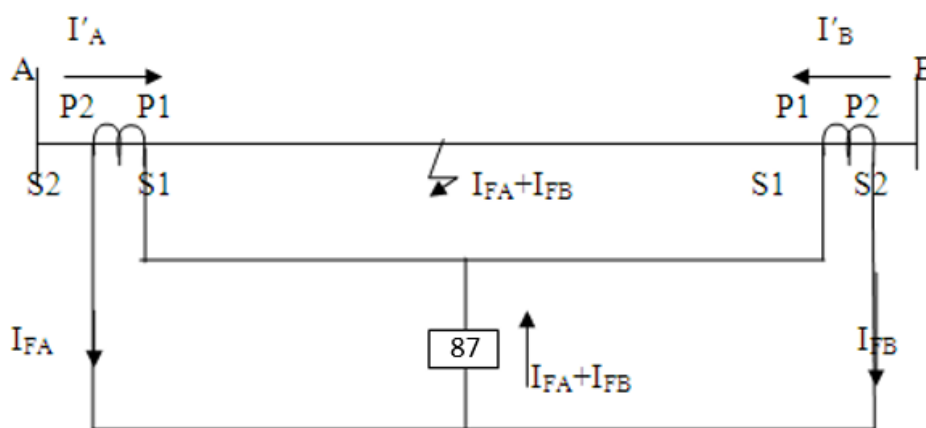


Figura 22: Funcionamiento de un relé diferencial ante faltas internas

Gracias a los avances en la telecomunicación, estos relés se pueden usar en líneas de transporte, comunicando un extremo con el remoto mediante circuitos de comunicación. El inconveniente, es un elevado coste en el intercambio de comunicación, dado que se necesitan circuitos de telecomunicación muy grandes.

## 1) PROTECCIÓN DIFERENCIAL PORCENTUAL

El problema de los relés diferenciales son los errores por saturación de los transformadores de intensidad. En condiciones de falta externa, cuando no tiene que actuar, las corrientes elevadas pasan por los TI's y éstos aumentan su error de medida. Los errores de medida en la corriente secundaria hacen que la suma de corrientes sea distinta de cero, pudiendo llegar a disparar el interruptor. Para evitar disparos indeseados, se usan características de frenado porcentual o BIAS.

La característica de frenado porcentual es una curva que se puede calcular de distintas formas, cada tipo compara una magnitud con otra distinta. En la *figura 23* se muestran los dos tipos de curvas más características. En negro la curva de una pendiente y, en rojo, la de dos pendientes. Esta última característica tiene una elevada estabilidad para faltas en corrientes bajas y una buena seguridad para faltas externas con elevadas corrientes de cortocircuito. (Montané Sangrá, 1993)

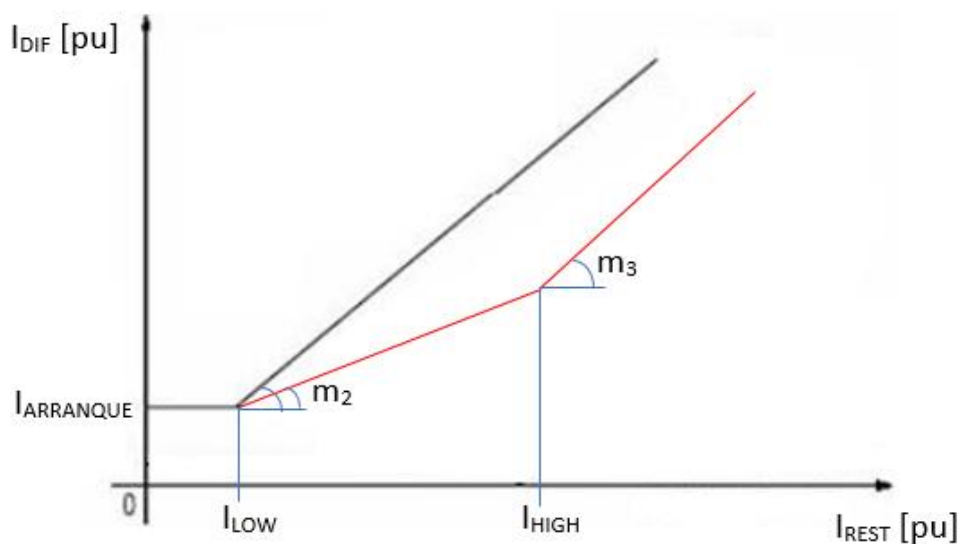


Figura 23: Curva característica de frenado de una y dos pendientes

$$I_{DIF} = \frac{|I_1 + I_2|}{I_B} [pu]$$

$$I_{REST} = \frac{|I_1| + |I_2|/2}{I_b} [pu]$$

## 2) PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE COMPARACIÓN DE FASORES

Este tipo de relé diferencial compara los fasores de la corriente de cada extremo a partir de N muestras mediante filtros de senos y cosenos digitalizándolas. Si los fasores de cada extremo coinciden con el fador ideal, el relé no actúa. Para garantizar un buen funcionamiento, los fasores se reajustan cada cuarto de ciclo. La figura 24 se muestra el funcionamiento de este tipo de relés. (*Montané Sangrá, 1993*)

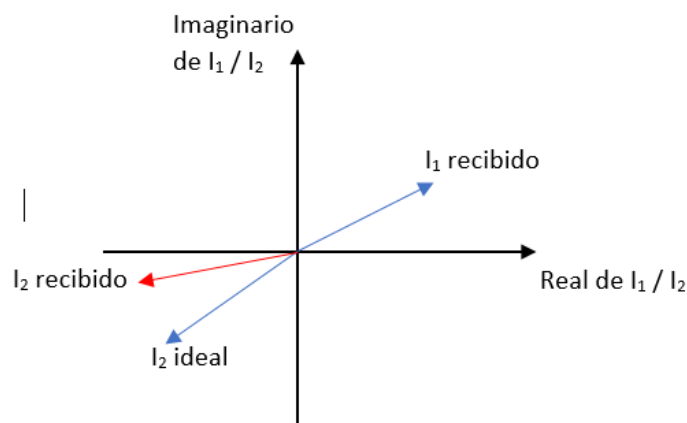


Figura 24: Comparación de fasores en relés diferenciales

### 3) PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE COMPARACIÓN DE CARGA

Este tipo de relé diferencial acumula la corriente de un extremo en un intervalo inferior a medio ciclo, *figura 25*, y la transmite al extremo remoto actuando si la carga no es la misma. El problema de este tipo de protección es que cada vez que se transmite un mensaje, se reducen los requerimientos del ancho de banda, es decir, pierde calidad el mensaje aumentando los errores. (*Montané Sangrá, 1993*)

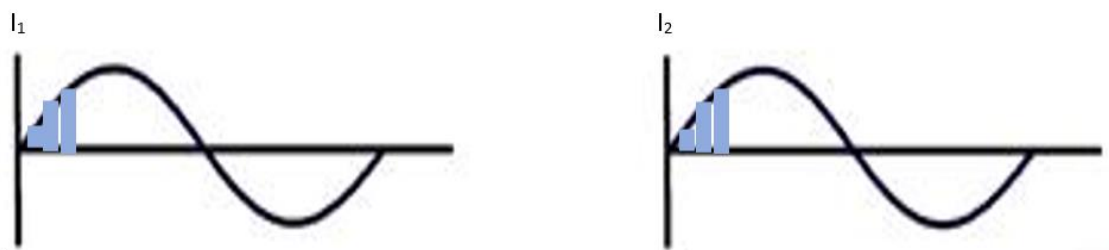
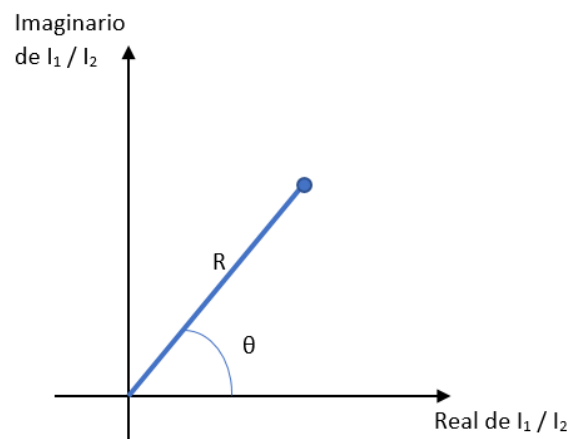


Figura 25: Comparación de carga en relés diferenciales



#### 4) POTECCIÓN DIFERENCIAL DE PLANO ALPHA

Evalúa la corriente diferencial por medio de un plano Alpha. En este plano se representa la relación entre la corriente de un extremo y la del otro. En condiciones normales o de falta externa, la relación tiene que ser 1 con ángulo  $180^\circ$ . En condiciones de falta interna la relación sale del punto de bloqueo ( $RL\theta$ ) y el relé actúa sobre el interruptor. En la figura 26, se muestra el plano Alpha. (*Montané Sangrá, 1993*)



**Figura 26: Plano Alpha**

# X. SATURACIÓN EN LOS SIST. DE PROTECCIÓN

## 1) SATURACIÓN DE LOS TI's

La saturación del núcleo magnético es un problema grave en los transformadores de intensidad. La saturación es una zona de operación, en la que la densidad de flujo magnético no aumenta linealmente con el campo magnético externo al núcleo, haciendo que la permeabilidad del núcleo descienda. Es decir, la saturación de los TI's es aquel punto en el que la inducción supera la densidad de flujo de saturación. (*PE/PSRCC, C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007*)

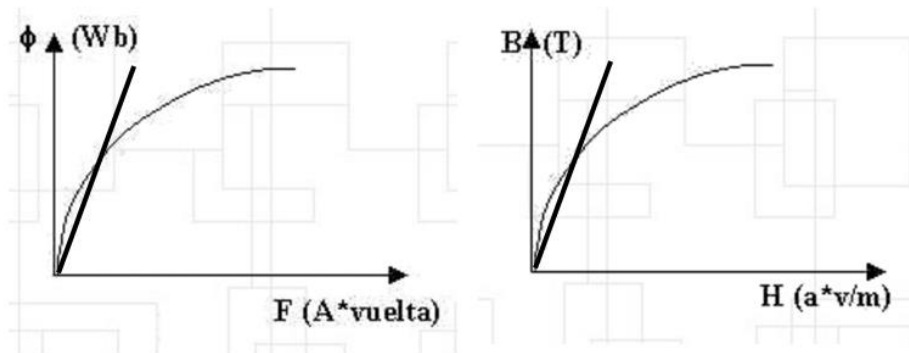


Figura 27: Curva de magnetización del núcleo ferromagnético

Especialmente, la saturación del núcleo magnético de un TI provoca que el funcionamiento de este no sea lineal. La corriente del secundario deja de ser proporcional, por la relación de transformación nominal, a la corriente primaria, lo que conlleva, que haya un mayor error de medida. La corriente entregada a la carga, disminuye pasando a tener una forma de onda distorsionada.

## 2) TENSIÓN DE SATURACIÓN

Se llama tensión de saturación a la tensión de excitación cuando se supera la densidad de flujo de saturación, es decir, es la tensión cuando el TI entra en la zona de saturación. En esta zona, la operación del transformador cambia haciendo que la corriente que entrega el secundario a la carga sea siempre menor a la corriente que entregaría un TI ideal. En este punto, el error de medida supera el valor marcado por la clase de precisión, que para la norma ANSI es el 10% y para la IEC 5% o 10%. Justo en este instante, la corriente del secundario llega a ser un múltiplo de la corriente nominal que varía según su precisión. (PE/PSRCC, C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007)

## 3) FACTOR DE SATURACIÓN

El factor de saturación nos indica el nivel de saturación que hay en el núcleo. Es la relación entre la tensión de excitación y la tensión de saturación. Dicho factor se puede calcular por medio de la clase de precisión o por la curva de excitación. En la *figura 28* se representa de forma gráfica el cálculo.

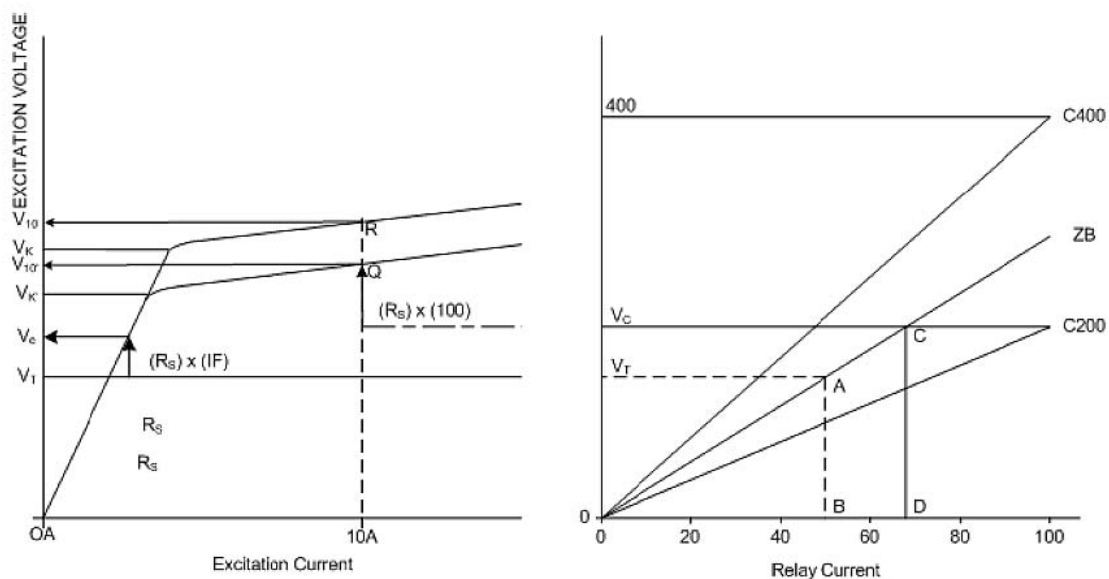


Figura 28: Cálculo del FS por medio de la curva de excitación (izquierda) y por la clase de precisión (derecha)

$$FS = \frac{V_E}{V_{SAT}}$$

El cálculo de FS por medio de la clase de precisión es más fácil de aplicar, pero tiene menor precisión. Cuando la resistencia del devanado secundario es significativa en la carga total conectada, el cálculo se debe hacer por medio de la curva de excitación, que es más complejo que el primero.

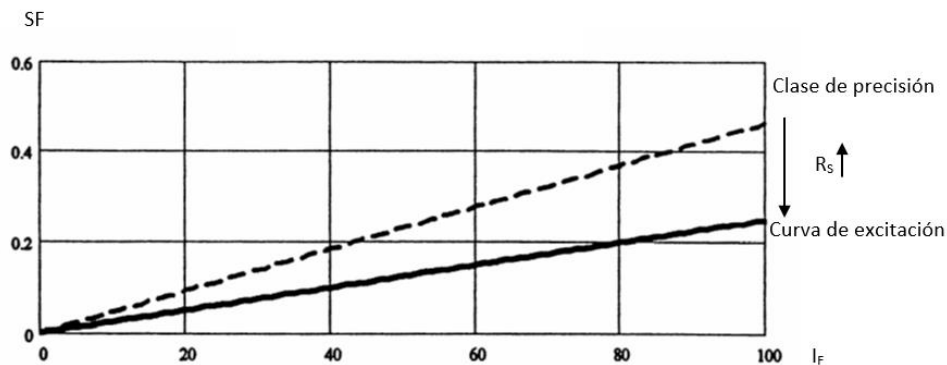


Figura 29: Comparación del método de clase de precisión y el de curva de excitación

#### 4) TIEMPO DE SATURACIÓN

El tiempo de saturación es el tiempo que tarda en llegar el transformador a operar en la zona de saturación. Un TI es capaz de replicar la corriente primaria según la relación de transformación nominal, dependiendo la duración del grado de saturación.

$$t_{SAT} = -\tau_1 \ln \left[ \frac{FS - 1}{\left(\frac{X}{R}\right)} \right]$$

$$\tau_1 = \frac{\left(\frac{X}{R}\right)}{\omega}$$

El tiempo de saturación depende de diversos parámetros como (*PE/PSRCC, C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007*):

- El grado de Offset en la corriente primaria: Cuando este parámetro aumenta, el flujo de magnetización aumenta más rápido y por tanto satura más rápido. Es decir, el tiempo de saturación disminuye.
- Valor de la corriente de falta: A medida que aumenta la magnitud de la corriente de falta simétrica, la saturación también, por tanto, el tiempo de saturación es menor.
- Flujo remanente en el núcleo: Cuando el flujo remanente tiene la polaridad correcta para aumentar el flujo magnético, la saturación se produce antes y el tiempo de saturación es menor.
- Impedancia conectada al circuito secundario: Cuando la componente resistiva de la carga conectada aumenta, se demanda más corriente y por tanto la tensión aumenta, el flujo también lo hace y por tanto el tiempo de saturación es menor. Sin embargo, cuando aumenta la componente inductiva, el tiempo de saturación aumenta.

## 5) EVITAR LA SATURACIÓN

### a) CORRIENTE PRIMARIA SIMÉTRICA

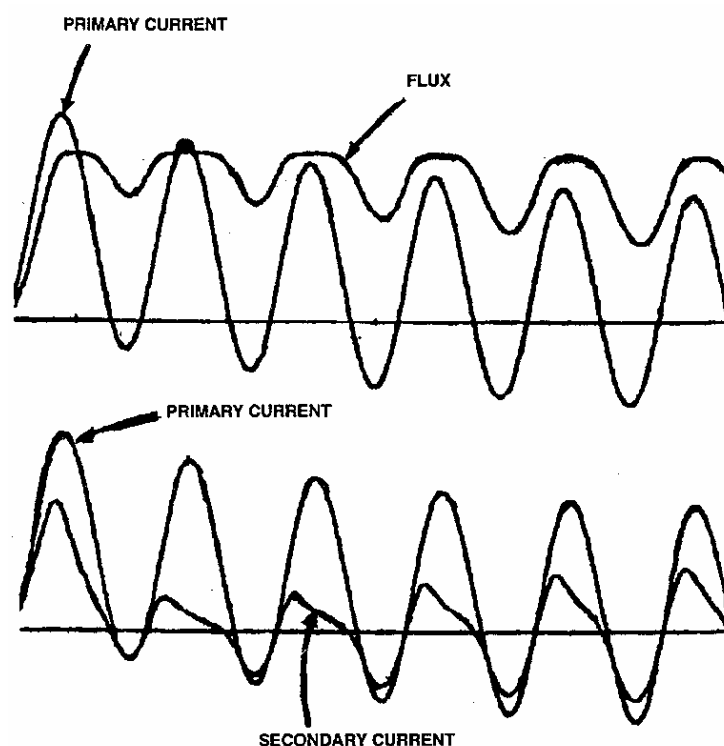
Cuando ocurre un cortocircuito en nuestra red cercano al transformador de intensidad, la magnitud que circula por éste será muy elevada. Si el TI está mal dimensionado y la corriente de falta supera el valor de 20 veces la corriente nominal, la tensión de excitación supera el valor de saturación. Dicho de otra forma, la corriente secundaria real disminuye con respecto a la ideal.

Para evitar la situación anterior se requiere de un estudio previo antes de seleccionar el transformador de intensidad. El estudio consiste en calcular los valores de falta esperados en la red, y con éstos dimensionar el TI.

## b) CORRIENTE PRIMARIA ASIMÉTRICA

El cortocircuito de la red puede tener una componente continua que provoca corrientes asimétricas. Este tipo de corrientes aumentan considerablemente el flujo en el núcleo, haciendo más fácil la saturación. Si el Offset está en su punto máximo, el flujo del núcleo podría aumentar  $1 + X/R$  veces el flujo únicamente con corriente simétrica. X y R es la reactancia y la resistencia del sistema eléctrico hasta la falta. En la *figura 30* se muestra el efecto de las corrientes asimétricas en el núcleo.

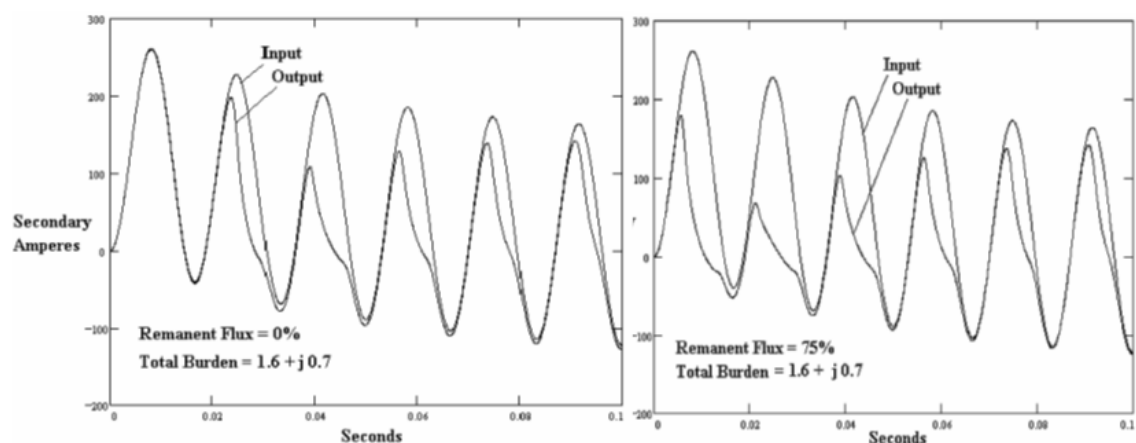
El ángulo o grado del offset de las faltas asimétricas depende de la componente X/R del sistema y del ángulo de la corriente en el momento en el que se produce la falta. (PE/PSRCC, C37.110-2007 - *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes*, 2007)



**Figura 30:** Representación de la corriente primaria asimétrica, flujo magnético y corriente secundaria real.

### c) REMANENCIA

El flujo remanente depende del flujo en el núcleo inmediatamente antes de la incidencia. La magnitud de este flujo se calcula por: la corriente primaria simétrica, la componente continua y la impedancia conectada. El valor máximo es obtenido cuando la falta ocurre con el TI saturado. Otra forma de tener flujo remanente en el núcleo es por los ensayos en los TI que requieren de corriente directa. La *figura 31* muestra el efecto de la remanencia en la saturación del TI. (Meinhardt & Freiburg, Marzo, 2016) (Gajic, Marzo 2016) (PE/PSRCC, C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007)



**Figura 31: Representación de la corriente primaria y la corriente secundaria con el 0% de remanencia (izquierda) y con el 75% (derecha)**

El flujo remanente se estabiliza y es difícil eliminarlo, ya que para ello hay que cortar el suministro y desmagnetizarlo.

Dependiendo del momento en el que ocurra la falta, el flujo remanente puede tener una polaridad u otra. Si tiene polaridad opuesta al flujo inducido por el primario, éste se ve reducido y podría no llegar a saturar el TI. Sin embargo, si tiene la misma polaridad, el flujo aumenta, de manera que cuanto mayor sea la magnitud menor será el tiempo de saturación.

Para reducir la remanencia se pueden tomar ciertas medidas en el núcleo del TI:

- El acero de silicio laminado en frío es el núcleo más usado en los TI's. La remanencia de este tipo puede llegar a ser el 80% de la densidad de flujo de saturación. En cambio, el acero laminado en caliente, aunque tenga una permeabilidad más baja, reduce la remanencia a la mitad.
- Los núcleos bloqueados incrementan la corriente magnetizante pero reducen la posibilidad de remanencia. El incremento de la corriente no provoca cambios de rendimiento, sin embargo, la remanencia queda reducida a valores muy pequeños o nulos.
- Los TI's con núcleos polarizados: Este tipo de núcleos está dividido en dos partes, una polarizada en un sentido y la otra en el opuesto; de manera que cuando se restablece la polaridad de cada núcleo, se elimina la remanencia.

#### d) Tensión de saturación

Para evitar la saturación del núcleo hay que dimensionar el TI, de forma que la tensión de saturación esté por encima de la tensión secundaria que habría cuando la corriente de falta es la máxima esperada, teniendo en cuenta una tolerancia para la asimetría y la remanencia. De forma simplificada, la tensión de saturación debe ser un 50% - 75% de la tensión de clasificación. (*PE/PSRCC, C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007*)

Para corrientes simétricas, la tensión de saturación tiene que cumplir:

$$V_{SAT} > I_S Z_T$$

Para corrientes asimétricas, es decir, con componente de continua:

$$V_{SAT} > I_S Z_T \left( 1 + \frac{X}{R} \frac{R_S + R_B}{Z_T} \right)$$



Para corrientes asimétricas con una premagnetización en la peor dirección:

$$V_{SAT} > \frac{I_S Z_T \left( 1 + \frac{X}{R} \frac{R_S + R_B}{Z_T} \right)}{1 - pu \text{ remanencia}}$$

#### e) CARGA CONECTADA AL TI

Si la impedancia conectada es mayor a la carga de precisión, se tenderá a valores altos de saturación, es decir, a grandes errores de medida en la corriente secundaria. Esto es debido a que las cargas grandes demandan corrientes elevadas, por ello, la tensión también es elevada. El flujo es directamente proporcional a la tensión del arrollamiento secundario, así que éste también aumenta. Si el flujo del núcleo aumenta lo suficiente, puede llegar a pasar el límite de saturación.

El total de la carga conectada es un vector suma de: la impedancia del devanado secundario, la impedancia del cableado de conexión, la impedancia un TI auxiliar (si lo hubiera) y la impedancia del relé conectado. Es importante diseñar la impedancia total ( $Z_T$ ) menor o igual a la clase de precisión para evitar la saturación del núcleo.

El cálculo de la carga se puede hacer de forma aritmética o vectorial. El primer método es menos preciso pero necesario si la mayor parte de la carga pertenece a la resistencia del devanado y al cableado de conexión. El segundo enfoque es más preciso, pero más complejo a la vez, dado que requiere más datos sobre la carga como el factor de potencia.

Una vez determinada la impedancia total, se puede predecir la actuación del TI para determinar la tensión de excitación requerida, multiplicando dicha carga por la corriente de falta máxima esperada. Con la curva de excitación y la tensión de excitación, previamente calculada, se obtiene la corriente de excitación y con ella se calcula el error para saber si el TI actuaría en zona de saturación con dicha carga o no. En caso de superar el límite, se recomendaría reducir la carga conectada al secundario.

A la vez que la carga, es importante tener en cuenta la relación de transformación. En general, las relaciones máximas se usan cuando la carga es máxima. Al usar la mayor relación, la carga se minimiza más que con relaciones pequeñas. Al disminuir la carga, hay menos probabilidad de saturación. (ARTECHE, *Introducción a los transformadores de medida*, 2016) (PE/PSRCC, C37.110-2007 - *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes*, 2007)

## 6) EFECTOS DE LA SATURACIÓN EN LOS RELÉS

### a) MEDICION DE CORRIENTES DESEQUILIBRADAS

En las redes trifásicas de las que se desea tomar una magnitud para el funcionamiento de un relé, se usan TI's en cada fase de la red. Si la saturación de cada uno es desigual, la medida que obtiene el relé es distinta, provocando un disparo no deseado. Es decir, aunque en el primario no haya corrientes desequilibradas, aparecen corrientes secundarias desequilibradas por una saturación diferente de cada TI.

Puede ser debido al uso de TI's de diferente tipo, fabricación o características en cada fase; también puede ocurrir porque haya cantidades desiguales de componentes continuas en la corriente primaria.

### b) RELÉS SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONALES

Los relés de sobrecorriente toman la decisión de disparar el interruptor cuando la corriente del secundario del TI supera un valor ajustado.

Si ocurre una falta simétrica en la red y el transformador satura, la corriente del secundario que llega al relé no supera el valor de arranque y, por tanto, no despeja la falta cuando es necesario.

Para mantener la fiabilidad del sistema de protección, estos relés se pueden ajustar con un tiempo de actuación coordinado con relés adyacentes. Se puede ajustar este tiempo antes de que los TI's saturen, es decir, menor al tiempo de saturación.

Los relés estáticos pueden detectar condiciones de falta de dos formas distintas: por un lado, los relés analógicos usan la corriente de entrada analógica ajustando el valor de arranque por el valor medio; por otro lado, los relés digitales usan un convertidor para pasar la corriente analógica a digital y por medio de un software detectan la falta.

La saturación de los TI's tiene el mismo efecto en este tipo de relés que en los electromecánicos, dando falsos disparos de interruptores; en cambio, los relés digitales pueden compensar el error de medida introducido por la saturación del TI. Esta corrección puede ser universal para todos los relés estáticos, aunque si se juntan con relés electromecánicos se tiene que hacer un estudio particular para mantener la coordinación del sistema.

Los relés de sobrecorriente usan la característica de tiempo en función de la corriente de actuación para coordinarse con los relés adyacentes. Esta característica puede minimizar, pero no llega a eliminar, los efectos de la saturación de los TI's.

Esta solución no siempre funciona, dado que los relés de respaldo usan las relaciones de transformación más grandes haciendo que la saturación sea menos probable. Si se configuran los relés principales, retardando su disparo para evitar la saturación, puede dar un fallo en la coordinación al disparar antes los relés de respaldo que los principales.

Para evitar esto, se puede incluir un tiempo de coordinación adicional previsto la saturación del TI, también por cambios en la pendiente de la curva inversa o ajustando la unidad instantánea por debajo de la corriente de saturación, que retarda la actuación de los relés de tiempo no definido. (*PE/PSRCC, C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007*)

### c) RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIFERENCIALES

Los relés diferenciales distinguen entre faltas externas o internas respecto la zona de protección. Dichos relés actúan solo en faltas internas, dado que las externas no son despejadas.

Ante faltas internas con saturación del TI, los relés son capaces de actuar correctamente ajustando sus parámetros, aunque la onda que reciban esté distorsionada. El problema importante viene ante faltas externas que provocan saturación del TI y hacen que el relé dispare dichas faltas.

Para evitar este problema, los relés diferenciales tipo porcentual pueden introducir una característica de actuación que relacione la corriente de funcionamiento con la corriente de restricción. También se puede introducir una función que restringe la actuación por corrientes armónicas, pero este último método retarda la actuación y puede evitar el disparo ante faltas internas.

Otro tipo de relés diferenciales que solucionan el problema son los relés de alta impedancia, que si se ajustan correctamente son inmunes al efecto de la saturación del TI con faltas externas.

Especialmente, los relés diferenciales de barra usados en los sistemas eléctricos tienen estos problemas ante la saturación de los TI's. Para evitar dichos fallos hay dos tipos de relés: de alta impedancia o de baja impedancia. Existen también los de media impedancia, pero no son muy empleados.

Los relés de alta impedancia evitan completamente el problema de la saturación de los TI's ante faltas externas al introducir una característica de restricción basada en la tensión a la que está el relé.

$$V_R \geq I_F(R_S + P \cdot R_L)$$

En faltas externas con TI's saturados, el relé ve una tensión que, si supera un valor ajustado, actuará sobre el interruptor. En cambio, en faltas internas, la tensión que ve es muy grande, superando el límite y despejando la falta.

También tiene un límite superior de tensión para mantener la fiabilidad en las faltas internas. El relé actuará si no supera la tensión a la que está el relé cuando la corriente de excitación es más baja que 10A.

Para el buen funcionamiento de este tipo de relés, se necesita que los transformadores de corriente usados sean iguales en tipo, fabricación y características, para tener así la misma saturación.

Los relés de baja impedancia son menos comunes, los esquemas actuales usan relés de sobreintensidad de disco de inducción o relés de sobrecarga con porcentaje de retención o variable.

Este esquema mide la diferencia entre las salidas de cada TI. Un cuarto relé, que se encarga de medir el residuo de los relés trifásicos, proporciona al sistema mayor sensibilidad. Pero este tipo de relés tiene problemas ante la saturación de los TI's en faltas externas. Para evitar estos fallos, se usa un relé diferencial de porcentaje de retención múltiple, es decir, se conectan unas bobinas de retención en el circuito del TI. Esto hace que el sistema sea menos sensible, ya que hay un porcentaje de corriente diferencial que no detecta. Para el buen funcionamiento las bobinas de retención, éstas deben ser conectadas en los circuitos donde la carga sea menor. (*PE/PSRCC, C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007*)

## XI. HOJA DE CÁLCULO PSRC

El comité IEEE Power System Relaying And Control, creador del estándar IEEE C37.110, denominado “*Guía de aplicación de los Transformadores de intensidad usados para propósitos de protección con relés*”, (PE/PSRCC, C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007) estudió los TI's para poder calcular de manera aproximada su funcionamiento en condiciones de saturación. La guía, explica el funcionamiento de un TI, los factores que influyen en la saturación y la influencia de la saturación en los relés de protección. (Swift, 2001)

Según el estudio, desarrollaron una hoja de cálculo Excel (formato .xls) con el nombre de “*CT SAT Calculator (PSRC)*”. A modo de historia, la hoja de cálculo se creó el 3 de octubre del 2000, y a partir de ahí se ha ido modificando. El 20 de diciembre del mismo año, se modificó cambiando la definición de la tensión de saturación, ampliando el tiempo de cálculo y mostrando todos los cálculos realizados por la hoja. Posteriormente, en febrero se añadió una hoja de explicación de funcionamiento. En junio, se cambió el factor FF por la definición RP. Al año siguiente, tras observar fallos en el funcionamiento, se bloqueó el flujo remanente en tiempos menores a 0 [s] para evitar fallos en la relación del sistema X/R. En el mismo año, pero en octubre, se añadió el cálculo de la magnitud fundamental RMS de la corriente. Como última modificación, se mejoró la hoja de explicación el 30 de diciembre del 2002.

El libro Excel está diseñado poder observar la forma de onda ideal y real de la corriente secundaria y, así, poder ver la saturación del TI. Para el modelado del comportamiento, se han realizado muchos estudios técnicos. El principal problema es obtener los parámetros de funcionamiento en un caso particular, debido a que en la realidad influyen muchos más parámetros que todavía son difíciles de calcular.

En concreto, cuando el TI trabaja por debajo de punto de rodilla de la curva de excitación (zona de no saturación), el funcionamiento se ve alterado por las componentes de magnetización, histéresis y corrientes de Foucault. Dichos parámetros son difíciles de

calcular u obtener relaciones entre ellos, pero se ha podido demostrar que, cuando la corriente de excitación supera el punto de rodilla, se pueden despreciar muchos parámetros para obtener un funcionamiento preciso. Gracias a este estudio el cálculo del funcionamiento se puede realizar de forma fácil, eficiente y precisa.

Si se necesita obtener el funcionamiento del TI con corrientes bajas y cargas reducidas se necesita un modelo más elaborado, por tanto, dicho Excel no da un resultado acertado.

## 1) MODELO APLICADO

El modelo aplicado en la hoja de cálculo es nuevo y difiere de los estudios teóricos explicados. La comprobación de su funcionamiento en los laboratorios de alta tensión, “*Mathematical Models for Current, Voltage and Coupling Capacitor Voltage Transformers*”, fue muy importante pues dieron resultados favorables. También hay varios informes de servicio público que están a favor del buen funcionamiento, en cambio, no hay ninguno que esté en contra. (Swift, 2001)

El modelo aplicado en la hoja Excel supone ciertas premisas para simplificar el cálculo de la saturación:

- Supone que las pérdidas del núcleo y la reactancia del secundario son 0. Es decir, el TI tiene el devanado primario de agujero pasante. Esto quiere decir que las espiras del devanado primario son 1, el propio devanado.
- Supone que la corriente primaria que entra al TI en un tiempo menor a 0 (fuera del tiempo de estudio) es igual a 0 [A].
- Supone que la corriente secundaria nominal es de 5 [A] como marcan la mayoría de las normas.
- Supone que la frecuencia del sistema es de 60 [Hz]
- Supone que el tiempo de muestreo para el cálculo de magnitudes instantáneas es de 1/12000 [s]

## α) CIRCUITO EQUIVALENTE

El circuito que aplica el modelo se muestra en la *figura 32*.

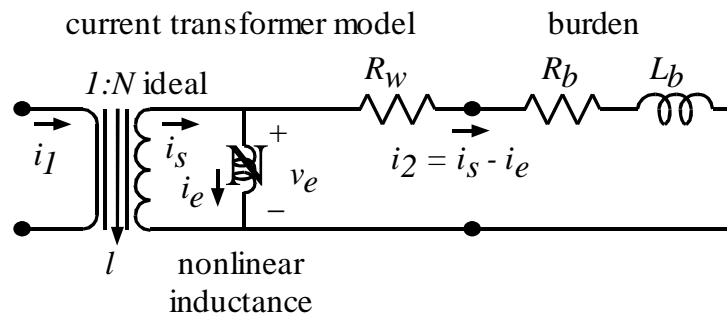


Figura 32: Circuito equivalente en el modelo aplicado

$I_P$ [A]	Intensidad primaria eficaz simétrica
$i_P$ [A]	Intensidad primaria instantánea
Offset [pu]	Magnitud de componente continua en la corriente primaria simétrica
$\tau_1$	Constante de tiempo del sistema eléctrico
$\omega$ [rad/s]	Radianes por segundo
$f$ [Hz]	Frecuencia del sistema eléctrico
$T$ [s]	Periodo del sistema eléctrico
$X/R$	Relación del sistema eléctrico
$R_t$	Relación de transformación nominal ( $N_1/N_2$ )
$i_s$ [A]	Corriente ideal secundaria instantánea
$i_s$ [A]	Corriente real secundaria instantánea
$i_E$ [A]	Corriente de excitación instantánea
$I_E$ [A]	Corriente de excitación eficaz
$I_{PK}$ [A]	Corriente de excitación pico
$v_E$ [V]	Voltaje de excitación o del devanado secundario instantáneo
$V_E$ [V]	Voltaje de excitación eficaz
$V_S$ [V]	Voltaje de saturación eficaz
$\lambda$ [Avuelta]	Flujo magnético instantáneo
$\lambda_{REM}$ [Avuelta]	Flujo magnético remanente por unidad de tensión de saturación
$S$	Inversa de la pendiente de la segunda parte de la curva de excitación



A	Parámetro de la curva corriente de excitación frente al flujo magnético
RP	Factor que relación la magnitud eficaz con pico
$R_W [\Omega]$	Resistencia del devanado secundario
$R_B [\Omega]$	Resistencia de la carga
$R_T [\Omega]$	Resistencia total ( $R_W + R_B$ )
$X_B [\Omega]$	Reactancia de la carga
$L_B [H]$	Inductancia de la carga

## b) BASE Y FUNCIONAMIENTO DE LA HOJA DE CÁLCULO

Como se ha explicado anteriormente, la curva característica de excitación representa en un gráfico de ejes logarítmicos con las mismas décadas de separación, la tensión de excitación eficaz frente a la corriente de excitación eficaz. El modelo aplicado en la hoja Excel solo necesita dos parámetros de dicha curva para calcular la saturación.

El parámetro “S” se corresponde con la inversa de la pendiente de la parte superior de la curva de excitación, es decir, la inversa de la pendiente de la recta aproximada, del tramo de la curva superior al punto de rodilla.

$$S = \frac{1}{m}$$

El cálculo del parámetro “S” se muestra en la figura.

El otro parámetro necesario es la tensión de saturación “ $V_s$ ”, que se corresponde con la tensión de excitación cuando la corriente de excitación son 10 [A]. Esta definición se basa en la guía de aplicación IEEE C37.110. Según la guía, la tensión de saturación se obtiene cuando la corriente que fluye por el secundario es la de saturación, esta corriente se corresponde con 20 veces la corriente nominal. La Hoja del cálculo, supone que la intensidad secundaria nominal es 5 [A]. En el momento en que hay corriente de saturación, el error de medida es igual al 10%.

$$I_{SAT} = 20 \cdot I_{SN} = 20 \cdot 5 = 100 \text{ [A]}$$

$$\varepsilon_i(\%) = \frac{I_E}{I_{SAT}} = 10\%$$

$$I_E = I_{SAT} \frac{10}{100} = 100 \frac{10}{100} = 10 \text{ [A]}$$

Al introducir en la curva de excitación la corriente de excitación calculada, se obtiene el valor de la tensión de saturación “ $V_s$ ”. Esta definición, coincide con el valor de la tensión de clasificación de precisión. Por tanto, para obtener mayor precisión, se debe usar el valor suministrado por el fabricante. Sin embargo, hay que tener en cuenta que, en la realidad, dicha tensión de saturación es mayor al valor nominal de 400 [V], pudiendo llegar a 432 [V] cuando la corriente de excitación es 10 [A].

Como se ha dicho, calcular el funcionamiento del TI cuando se encuentra en la zona de no saturación es difícil al considerar diversos parámetros. Para comprobar esta premisa, se modeló de dos formas el TI, *figura 33* y *figura 34*. En el primer método se tiene en cuenta el tramo de la curva por debajo del punto de rodilla, en el segundo, sólo tiene en cuenta la parte superior. Al comprobar el funcionamiento del TI cuando está próximo a la saturación del núcleo, los resultados no variaron en gran medida. Por tanto, se llegó a la conclusión de que la parte inferior es despreciable cuando un TI opera en la zona de saturación. De esta forma, la hoja Excel, solo tiene un correcto funcionamiento con corrientes y cargas elevadas.

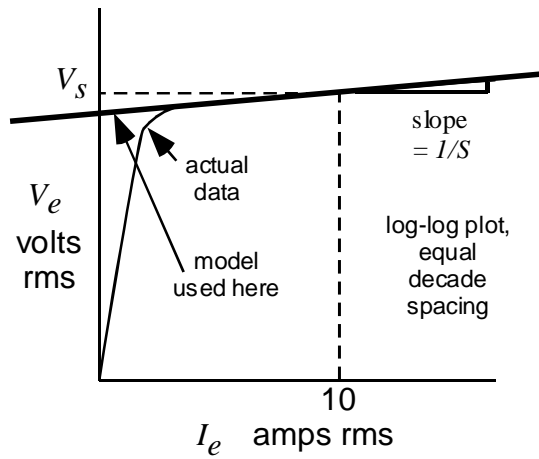


Figura 33: Cálculo de la tensión de saturación

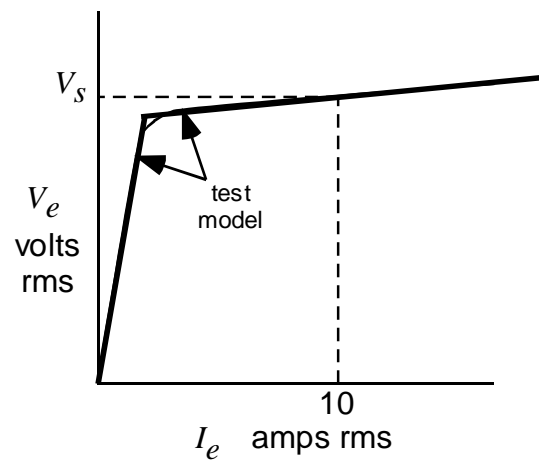


Figura 34: Cálculo de la tensión de saturación

De forma matemática, la función de la curva de excitación se puede escribir como:

$$\log V_E = \frac{1}{S} \log I_E + \log V_{XO}$$

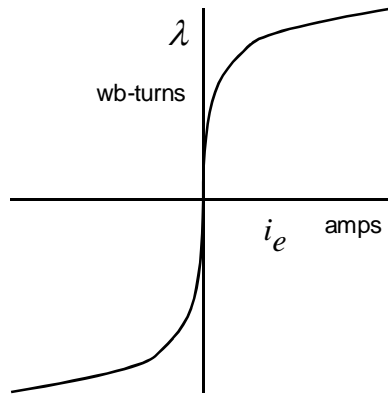
El valor  $V_{XO}$  corresponde al valor de la tensión de excitación cuando la corriente es igual a 1 [A], que, al aplicar el logaritmo, se obtiene la definición de ordenada en el origen.

$$\log I_E = \log 1 = 0$$

Para simplificar la función, se quitan los logaritmos.

$$V_E = V_{XO} I_E^{1/s} [V]$$

Otra curva importante a tener en cuenta en el cálculo de la saturación es la curva de magnetización del núcleo. La curva representa gráficamente la relación entre el flujo magnético instantáneo y la corriente de excitación instantánea. En la *figura 35* se muestra.



**Figura 35: Curva de magnetización del núcleo**

La función de dicha curva es la siguiente:

$$i_E = A \cdot \text{signo}(\lambda) \cdot |\lambda|^s [A]$$

La curva de magnetización depende del signo que tenga el flujo magnético en cada instante.

La constante “A” es importante en la hoja Excel para obtener la saturación del TI. Para el cálculo del parámetro, se parte de la ley de Faraday que relaciona la tensión de excitación con el flujo magnético.

$$v_E = N \frac{d\lambda}{dt} [V]$$

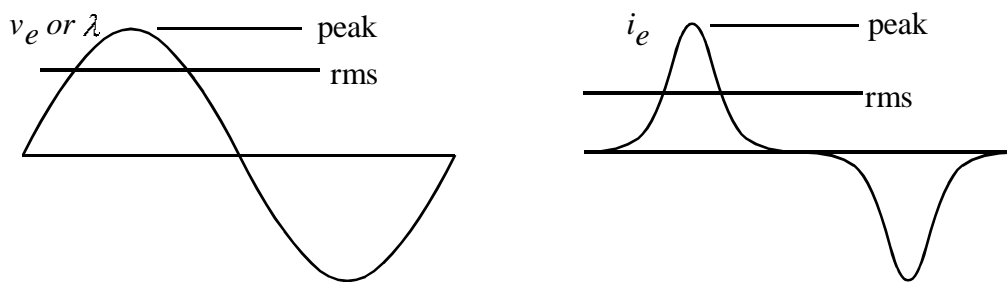
Sabiendo que la tensión de excitación es una onda sinusoidal, se llega a la conclusión de que el flujo también lo es.

$$\lambda = \int \sqrt{2}V_E \cos(\omega t) \cdot dt = \sqrt{2}V_E \frac{1}{\omega} \sin \omega t [A \text{ vueltas}]$$

Si se sustituye el cálculo del flujo magnético en la función de la curva de magnetización se obtiene:

$$i_E = A \left( \frac{V_E \sqrt{2}}{\omega} \sin \omega t \right)^S [A]$$

La corriente de excitación, a diferencia de la tensión de excitación, no es sinusoidal debido a que es una función de orden S del flujo magnético.



**Figura 36: Forma de onda de la tensión de excitación (izquierda) y de la corriente de excitación (derecha)**

Pero la función de la curva de magnetización depende de valores instantáneos, en cambio, la de excitación relaciona valores eficaces. Es por ello que, para poder relacionar las dos curvas, se obtiene el valor eficaz de la corriente de excitación.

$$I_E = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_E^2 \cdot dt} [A]$$

Sustituyendo el valor anterior de la corriente de excitación en la definición de valor eficaz, se obtiene como resultado:

$$I_E = A \left( \frac{V_E \sqrt{2}}{\omega} \right)^S \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \sin^{2S}(\omega t) \cdot dt} [A]$$

Para simplificar los cálculos se obtiene un parámetro RP que relaciona el valor eficaz con el valor pico. Al observar la fórmula anterior, se aprecia que depende del valor pico de la tensión de excitación, usando la constante RP para convertir el valor pico valor eficaz.

$$RP = \frac{Eficaz}{Pico} = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I_{PK}^2 \cdot dt}}{I_{PK}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \sin^{2S}(\omega t) \cdot dt}$$

La hoja de cálculo resuelve la integral anterior. Para ello, usa el método de integración trapezoidal que, aproximando la onda a rectas entre dos puntos, calcula el área del trapecio obtenido.

Si se introduce el valor de RP en la función de la corriente de excitación eficaz, simplificamos el cálculo de dicha corriente.

$$I_E = A \left( \frac{V_E \sqrt{2}}{\omega} \right)^S RP [A]$$

Para obtener el valor de la constante “A”, introducimos en la formula la definición de tensión de saturación.

$$10 = A \left( \frac{V_S \sqrt{2}}{\omega} \right)^S RP$$

Despejando A se obtiene:

$$A = \frac{10\omega^S}{(V_S\sqrt{2})^S} \frac{1}{RP}$$

Finalmente, la corriente de excitación instantánea es:

$$i_E = \text{signo}(\lambda) \frac{10\omega^S}{(V_S\sqrt{2})^S} \frac{1}{RP} |\lambda|^S [A]$$

Para obtener el funcionamiento, se necesita todavía obtener el valor de la corriente secundaria real e ideal. Para ello, aplicamos la ley de Kirchhoff en el nudo del lado secundario del TI.

$$v_E + i_E R_T - i_S R_T - L_B \frac{di_S}{dt} + L_B \frac{di_E}{dt} = 0$$

Si introducimos en la fórmula anterior la ley de Faraday y la derivada de la corriente de excitación en función del tiempo:

$$\frac{d\lambda}{dt} + L_B \frac{d\lambda}{dt} AS |\lambda|^{S-1} = i_S R_T - i_E R_T + L_B \frac{di_S}{dt}$$

Operando la función para simplificar el cálculo:

$$\frac{d\lambda}{dt} [1 + L_B \cdot A \cdot S |\lambda|^{S-1}] = R_T i_S - R_T i_E + L_B \frac{di_S}{dt}$$

Ciertos parámetros que intervienen en la anterior función deben ser introducidos o son calculados por la propia hoja Excel, como la resistencia total “R<sub>T</sub>”, que es la suma de la resistencia del devanado secundario “R<sub>w</sub>” y la resistencia de la carga conectada al TI “R<sub>B</sub>”. Por otra parte, “L<sub>B</sub>” es la inductancia de la carga conectada, que la calcula por medio de la reactancia de la carga entre los radianes.

Por otra parte, emplea la función de la corriente primaria teniendo en cuenta el grado de componente continua. Dicho grado de “Offset” se introduce en la hoja en valor por unidad [-1 ,1].

$$i_p = I_p \sqrt{2} \left[ Off \cdot e^{-t/\tau_1} - \cos(\omega t - \cos^{-1} Off) \right] [A]$$

Al derivar la corriente primaria en función del tiempo se obtiene:

$$\frac{di_p}{dt} = I_p \sqrt{2} \left[ -\frac{Off}{\tau_1} e^{-t/\tau_1} + \omega \cdot \sin(\omega t - \cos^{-1} Off) \right]$$

Por medio de la relación de transformación podemos obtener la corriente secundaria ideal y, por consiguiente, la derivada de ésta en función del tiempo.

$$Rt = \frac{i_s}{i_p} ; i_s = \frac{N_1}{N_2} i_p [A]$$

$$i_s = \frac{I_p \sqrt{2}}{N_2} \left[ Off \cdot e^{-t/\tau_1} - \cos(\omega t - \cos^{-1} Off) \right] [A]$$

$$\frac{di_s}{dt} = \frac{1}{N_2} \frac{di_p}{dt} = \frac{I_p \sqrt{2}}{N_2} \left[ -\frac{Off}{\tau_1} e^{-t/\tau_1} + \omega \cdot \sin(\omega t - \cos^{-1} Off) \right]$$

Para finalizar, la hoja de cálculo Excel obtiene la corriente secundaria real aplicando la ley de Kirchhoff.

$$i_2 = i_s - i_E [A]$$

La hoja Excel también tiene en cuenta el flujo remanente que hay en el núcleo magnético justo antes de la falta. Sin embargo, la hoja no puede obtener ningún valor de flujo si la



corriente de excitación es 0. Para suplir dicho error, se toma un valor de corriente de excitación muy próximo a 0.

Para simplificar el cálculo del flujo remanente, se considera el flujo por unidad de la tensión de saturación desde el punto de rodilla. En la *figura 37* se muestra el cálculo del flujo remanente. (Swift, 2001)

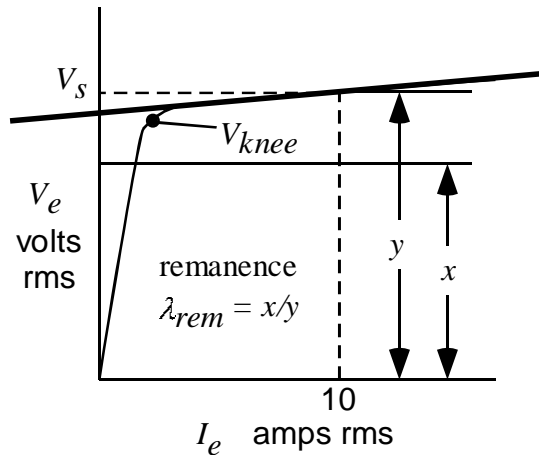


Figura 37: Cálculo de la remanencia en el núcleo magnético

### c) CÁLCULOS DE ONDAS

La hoja Excel muestra en pantalla un gráfico que representa las ondas, de la corriente secundaria ideal y real, en función del tiempo. Las líneas gruesas representan la corriente instantánea, representando en azul la corriente ideal y en negro la corriente real. En líneas más finas muestra las magnitudes fundamentales o módulo de dichas corrientes.

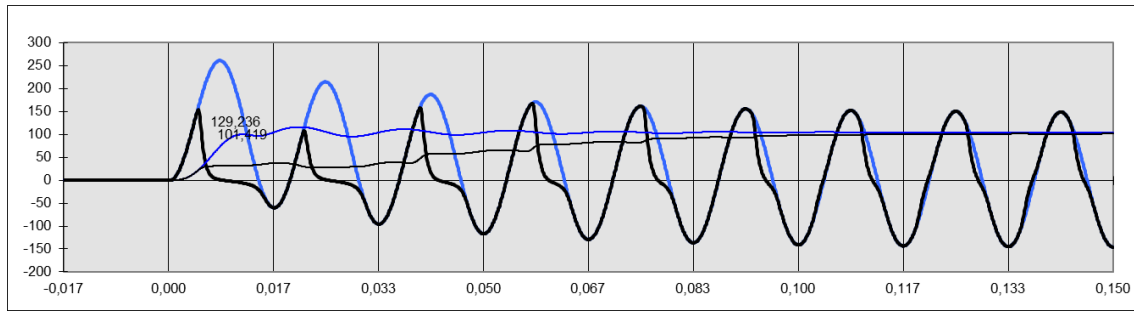


Figura 38: Ejemplo de gráfico de la hoja Excel

Para obtener las corrientes necesita calcular previamente otras magnitudes dependientes. En la tabla de la hoja Excel se muestran los resultados de dichos cálculos.

- Número de saltos: es el número de saltos de tiempo representados en el gráfico. Representa 200 saltos previos a  $t=0$ , y 1800 saltos posteriores. Según el tiempo de muestreo supuesto por la hoja, se representan 10 ciclos.
- Tiempo [s]: es el producto del número de saltos por tiempo de muestreo. Forma el eje X del gráfico, el máximo es 0.15 [s] y el mínimo -0.167 [s].

$$t = N^{\circ} \text{ saltos} \cdot dt \text{ [s]}$$

- Corriente secundaria IDEAL instantánea [A]: es la corriente secundaria ideal obtenida por la relación de transformación nominal. Cuando el tiempo es menor a 0, dicha corriente es nula. Cuando el tiempo es mayor a 0, la hoja de cálculo aplica la siguiente fórmula:

$$i_s(t) = \frac{I_P \sqrt{2}}{N_2} \left[ Off \cdot e^{-t/\tau_1} - \cos(\omega t - \cos^{-1} Off) \right] \text{ [A]}$$

- Flujo magnético [Wb vueltas]: es el flujo magnético resultante que circula por el núcleo. Con tiempos menores a 0 [s], el flujo que hay en el núcleo es el flujo remanente por unidad del flujo de saturación más una constante. Cuando

comienza la falta ( $t > 0$ ), es el flujo magnético que hay más un incremento de tiempo. Este último se calcula en otra columna.

$$\lambda(t \leq 0) = \lambda_{SAT} \lambda_{REM} + 0.001 [Wb \text{ vueltas}]$$

$$\lambda(t > 0) = \lambda(t - 1) + \Delta\lambda(t) [Wb \text{ vueltas}]$$

- Corriente de excitación instantánea [A]: Es la corriente que representa las pérdidas en el núcleo magnético. Es dependiente del flujo magnético instantáneo.

$$i_E(t) = A \cdot \text{signo}(\lambda) \cdot |\lambda|^S [A]$$

- La variación de flujo magnético [Wb vueltas]: Se considera como la diferencial del flujo magnético. Este parámetro es dependiente de la derivada de la corriente secundaria ideal en función del tiempo, que es calculada en otra columna.

$$\Delta\lambda(t) = d\lambda(t) = dt \left[ \frac{R_T i_S - R_T i_E + L_B \frac{di_S}{dt}}{1 + L_B \cdot A \cdot S |\lambda|^{S-1}} \right] [Wb \text{ vueltas}]$$

- Corriente secundaria REAL instantánea [A]: Es la corriente que realmente entrega el TI a la carga conectada, contando con el error de medida por la saturación del núcleo magnético.

$$i_2(t) = i_S(t) - i_E(t) [A]$$

- Derivada de la corriente secundaria ideal en función del tiempo [A/s]: es un diferencial de la corriente secundaria ideal en un pequeño instante de tiempo.

$$\frac{di_S}{dt} = \frac{I_P \sqrt{2}}{N_2} \left[ -\frac{Off}{\tau_1} e^{-t/\tau_1} + \omega \cdot \sin(\omega t - \cos^{-1} Off) \right] \left[ \frac{A}{s} \right]$$

- Las tres columnas posteriores sirven para el cálculo de la magnitud fundamental o módulo de la corriente secundaria ideal. Primero, calcula la componente del seno de la corriente, después, la componente del coseno y, por último, la magnitud fundamental.

$$I_s = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (i_{si} \sin \omega t_i)^2 + \sum_{i=1}^N (i_{si} \cos \omega t_i)^2}{N}} [pu]$$

- Las siguientes tres columnas calculan la magnitud fundamental o módulo de la corriente secundaria real. Del mismo modo que calcula la magnitud de la intensidad ideal.

$$I_2 = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (i_{2i} \sin \omega t_i)^2 + \sum_{i=1}^N (i_{2i} \cos \omega t_i)^2}{N}} [pu]$$

- Fase de la corriente secundaria ideal [°]: Es el ángulo o argumento de la corriente secundaria ideal.

$$\beta_{Is} = \left[ \tan^{-1} \left( \frac{\sum_{i=1}^N (i_{si} \sin \omega t_i)^2 + 0.000001}{\sum_{i=1}^N (i_{si} \cos \omega t_i)^2} \right) \right] \frac{180}{\pi} [^\circ]$$

- Fase de la corriente secundaria real [°]: Es el ángulo o argumento de la corriente secundaria real.

$$\beta_{I2} = \left[ \tan^{-1} \left( \frac{\sum_{i=1}^N (i_{2i} \sin \omega t_i)^2 + 0.000001}{\sum_{i=1}^N (i_{2i} \cos \omega t_i)^2} \right) \right] \frac{180}{\pi} [^\circ]$$

## XII. HOJA DE CÁLCULO MEJORADA

Este TFG consiste en la mejora de la hoja de cálculo anteriormente descrita, aplicándola en un caso particular. La nueva hoja de cálculo no sólo proporciona información de la saturación del TI como hacía la anterior, sino que también permite el ajuste de la Protección Diferencial de Barra (PDB) para evitar saltos indeseados.

Uno de los problemas más importantes de las Protecciones Diferenciales de Barras son los disparos indeseados debidos a errores de medida de los TI's, provocados por la saturación. La red eléctrica vela por mantener un suministro de calidad que se ve distorsionado por los disparos indeseados de las protecciones. Para solucionar dicho problema, se podrían cambiar tanto los transformadores de intensidad, como los PDB, a unos nuevos con las características requeridas, pero esto supondría un coste muy alto. Consecuentemente, las protecciones por medio de curvas de frenado son capaces de evitar los disparos indeseados. Dicha hoja permite el ajuste de la curva de forma simple y rápida, proporcionando un resultado óptimo.

La nueva hoja de cálculo se basa principalmente en la hoja diseñada por el comité IEEE PSRC. Gracias a la guía IEEE C37.110, se ha conseguido un resultado exacto del funcionamiento.

El nuevo libro Excel se denomina “Calculo de la saturación del TI y ajuste de la Protección Diferencial de Barra”. Se divide en 7 hojas denominadas “Datos”, “TI 1”, “TI 2”, “TI 3”, “TI 4”, “Diferencial” y “Explicación”.

## 1) HOJA 1: Datos de entrada

- Ampliación de funciones

El nuevo programa permite el estudio simultáneo de 4 transformadores a la vez. En la tabla de entrada de datos hay una columna para cada transformador.

Las Protecciones Diferenciales de Barra comparan la intensidad de cada línea que llega a la barra. Dependiendo de cada subestación, hay distintos números de líneas, pero, dicha hoja, permite solamente el estudio de 4 TI's para el ajuste de la PDB.

- Mejora de funcionabilidad

Para mejorar la funcionabilidad del programa se han establecido 5 botones que nos remiten a cada hoja del libro. Los botones se han desarrollado mediante macros en Excel. Los programas internos macros se diseñan por códigos en Visual Basic. En el Anexo A, se muestra el código de funcionamiento.

Otro botón independiente, "Error de los TI's", muestra en pantalla inmediatamente una ventana con los 4 errores de los TI's en tanto por ciento. Gracias a esta ventana, se puede obtener, de forma rápida, información aproximada del grado de saturación de cada TI, pudiendo comparar los 4 a la vez.

- Optimización de resultado

La hoja creada por el comité IEEE suponía una frecuencia de red normalizada en América, 60 [Hz]; en cambio, el sistema eléctrico europeo, funciona con una frecuencia de 50 [Hz]. La nueva hoja permite el uso de ambas frecuencias.

Para mejorar la definición de la onda, se aumenta el tiempo de muestreo. La hoja IEEE define 200 saltos por ciclo; con la nueva hoja, se aumentan a 300 saltos por ciclo. Por tanto, el diferencial de tiempo o tiempo de muestreo tiene que variar.

Si suponemos 60 [Hz], el tiempo de muestreo óptimo sería:

$$T = \frac{1}{f} = \frac{1}{60} = 0.016 \text{ [s]}$$

$$dt = \frac{T}{N^{\circ} \text{ saltos}} = \frac{0.016}{300} = \frac{1}{18750} \text{ [s/saltos]}$$

Si suponemos una frecuencia de 50 [Hz], el tiempo de muestreo sería:

$$T = \frac{1}{f} = \frac{1}{50} = 0.02 \text{ [s]}$$

$$dt = \frac{T}{N^{\circ} \text{ saltos}} = \frac{0.02}{300} = \frac{1}{15000} \text{ [s/saltos]}$$

## 2) HOJA 2, 3, 4 y 5: Cálculo de saturación TI 1, TI 2, TI 3 y TI 4

- Ampliación de funciones:

Cada hoja calcula el error de medida para obtener un grado de saturación. Dichas columnas se calculan por:

$$\varepsilon_I(\%) = \frac{I_s - I_2}{I_2} 100$$

También permite el cálculo de la corriente secundaria ideal y real eficaz continua. Para ello, la hoja de cálculo emplea la integración por el método trapezoidal.

$$I_s = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^N i_s^2}{N}} [A]$$

$$I_2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^N i_2^2}{N}} [A]$$

De forma práctica, se añade una tabla resumen que muestra el error de medida, al igual que la corriente eficaz ideal y real anteriormente calculada.

- Mejora de la funcionabilidad

En cada hoja se añade un botón configurado mediante macros (Anexo A) que muestra en pantalla un formulario, por el cual, se pueden cambiar las características del TI y de la red eléctrica sin tener que cambiar de pestaña, de manera rápida y sencilla. El formulario solicita los datos de entrada de la hoja 1 y tras pinchar en “Cambiar”, se actualiza el programa.

- Optimización del resultado

Con el fin de mejorar la visualización del gráfico, previamente se amplió el tiempo de muestreo y, después, se cambió el número de ciclos que se visualizan. Dejando medio ciclo antes de  $t=0$  y, después  $t=0$ , 6 ciclos de onda. Para ello, el número de saltos va desde -150 hasta 1800 saltos. Si multiplicamos los saltos por el diferencial de tiempo, se obtiene el eje X del gráfico. Dicho eje es el tiempo que varía desde -0,1 hasta 0,12.

Como mejora poco importante, en el cálculo de cada columna se mejoraron las fórmulas que aplica, añadiendo nuevas funciones que proporciona Excel como la función “SI”.



Dicha función permite aplicar dos fórmulas distintas dependiendo de la condición que se aplique.

Para el cálculo de RP se aplica una integral trapezoidal. En la hoja creada por el comité tiene una precisión de 14 decimales, sin embargo, la nueva hoja aumenta el número de saltos de 100 a 300 mejorando así la precisión de la constante RP. En consecuencia, el parámetro A, que depende de RP, también aumenta su precisión.

### 3) HOJA 6: Ajuste de la protección diferencial

Esta hoja es la mayor mejora implantada, permite el ajuste de la curva de frenado de las Protecciones Diferenciales de Barra en función de los cortocircuitos que se desea disparar y los que no. Dependiendo, la protección la curva característica es distinta, pero se pueden englobar en dos curvas tipo: la primera curva tiene un tramo horizontal y otro con cierta pendiente y la segunda curva tiene el mismo tramo horizontal pero dos tramos con pendientes distintas. Dichas curvas frenado representan la corriente diferencial frente a la corriente de restraint.

Dependiendo de los parámetros de ajuste se puede variar la curva, de modo que si no se desea disparar un punto de corriente, se ajuste la curva por encima de dicho punto para no hacer disparos indeseados.

- Primera parte

En dicha hoja, el programa solicita la entrada de varios parámetros con los que grafica la curva de frenado. Los parámetros a introducir son: la corriente pick up, la corriente low, la corriente high, la corriente last y 3 pendientes correspondientes a los 3 tramos de la curva.

El gráfico empleado por el libro Excel es un gráfico de dispersión con líneas y marcadores. El gráfico une distintos puntos por líneas rectas. Es decir, el programa divide la curva en tres funciones de recta y coge dos puntos de cada una. Para ello, calcula la

pendiente y la ordenada en el origen de cada recta, para calcular 4 puntos que dibujarán la curva posteriormente.

$$\text{tramo 1: } y = m_1 \cdot x + b_1$$

$$\text{tramo 2: } y = m_2 \cdot x + b_2$$

$$\text{tramo 3: } y = m_3 \cdot x + b_3$$

Por medio de cada función, se pueden calcular los puntos de la siguiente manera:

$X_1 = 0$	$y_1 = m_1 \cdot 0 + b_1 ; b_1$ $= I_{PICK-UP}$
$X_2 = I_{LOW}$	$y_2 = m_1 \cdot I_{LOW} + b_1$
$X_3$ $= I_{HIGH}$	$y_3 = m_2 \cdot I_{HIGH} + b_2$
$X_4$ $= I_{LAST}$	$y_4 = m_3 \cdot I_{LAST} + b_3$

Pero para el cálculo anterior se necesita obtener anteriormente  $b_2$  y  $b_3$ .

$$b_2 = y_2 - m_2 \cdot I_{LOW}$$

$$b_3 = y_3 - m_3 \cdot I_{HIGH}$$

Representando los puntos en el gráfico, se obtiene la curva de frenado. Para mejorar la comprensión, permite ajustar dos curvas de frenado a la vez, y así poder comparar la curva anterior con la reajustada.

- Segunda parte

Mediante un botón denominado “Introducir”, el programa muestra en pantalla un formulario para ver: las corrientes primarias eficaces, es decir, las corrientes de cortocircuito del sistema eléctrico y las corrientes que salen de cada TI al relé, que corresponde con la corriente secundaria real eficaz.

De forma interna, calcula la corriente diferencial y restante.

$$I_{DIF} = \sum_{i=1}^N I_{TI\ i} = I_{TI\ 1} + I_{TI\ 2} + I_{TI\ 3} + I_{TI\ 4} [A]$$

$$I_{REST} = \frac{\sum_{i=1}^N I_{TI\ i}}{N} = \frac{I_{TI\ 1} + I_{TI\ 2} + I_{TI\ 3} + I_{TI\ 4}}{4} [A]$$

El formulario permite introducir los valores de corriente diferencial y restante en la hoja Excel para graficar los puntos. Se permiten introducir 9 cortocircuitos para el ajuste de la protección.

Como opción adicional, el formulario permite actualizar los datos de forma sencilla. Permite el cambio de las corrientes primarias para poder obtener de manera rápida y sencilla nuevos valores de corriente diferencial. Tras hacer el cambio de las corrientes, se pincha en “Actualizar” y, si las corrientes son las deseadas, se introducen en la hoja con el botón “introducir”.

Fuera del formulario, el programa tiene otro botón adicional denominado “Borrar”, su función es sencilla, ya que simplemente es eliminar todos los datos de cortocircuito del gráfico.

#### 4) HOJA 7: Ayuda

La última hoja del programa es un complemento de ayuda. Explica de forma sencilla y concisa los parámetros de entrada y los resultados del programa, así como los botones de funcionamiento para obtener buenos resultados.

## XIII. CONCLUSIONES

A la vista de los resultados obtenidos en el trabajo podemos concluir que la hoja Excell mejorada para este proyecto y basada en la creada por PSRC (*Swift, 2001*), proporciona unos resultados óptimos en referencia al ajuste de las protecciones diferenciales de barra (PDB).

Uno de los problemas más importantes del sistema eléctrico son los cortes de suministros. Por ello, se creó un sistema de protección. Que con el tiempo ha ido evolucionando y mejorando las características, pero a día de hoy sigue teniendo errores. Los sistemas de protección están formados por el transformador de intensidad y los relés de protección.

Los TI's alimentan a los relés de protección proporcionando seguridad y un aislamiento galvánico para los relés. Uno de los errores más comunes en los TI's es la saturación de su núcleo magnético que puede ser debida a corrientes de cortocircuito en la red. El tiempo de saturación está relacionado inversamente con la asimetría de la onda de la falta y la remanencia del núcleo magnético. Es decir, cuanto mayor sea el grado de asimetría y la remanencia, menor será el tiempo de saturación. La corriente secundaria del transformador de intensidad es proporcional a la corriente primaria. Cuando se produce un cortocircuito en la red, la corriente primaria es elevada y debido a esto el flujo en el núcleo magnético aumenta pudiendo llegar a niveles superiores al flujo de saturación. En este momento, la corriente secundaria presentará un error de medida que provoca la distorsión de la onda.

Las protecciones diferenciales de barra (PDB) detectan por la ley Kirchhoff la corriente diferencial. Si el valor de ésta supera el valor ajustado de intensidad de arranque, lo protección actuará sobre el interruptor despejando la falta. La corriente diferencial solo aparece cuando hay faltas internas dentro de la zona de protección, pero cuando la falta es externa la corriente diferencial no existe. Por este motivo, los PDB no despejarán faltas externas.

El error analizado en el trabajo se centra en la saturación de los transformadores de intensidad debido a faltas externas de la PDB. En esta situación los transformadores de intensidad saturan por las corrientes elevadas de la falta, originando mayores errores en la intensidad del secundario. Esta saturación provoca una corriente diferencial en PDB que lleva a un disparo indeseado del interruptor.

Actualmente este problema se soluciona de varias formas:

- Utilizando nuevos transformadores de intensidad que tienen una mayor precisión ante corrientes de cortocircuito elevadas.
- Utilizando nuevas PDB que reconocen la saturación y evitan el disparo del interruptor.

Sin embargo, estas soluciones tienen un elevado coste y no siempre cumplen con sus requerimientos.

Una forma de evitar los disparos indeseados sin conllevar una alta inversión sería utilizar la hoja de Excel diseñada en este trabajo. Esta aplicación nos permite ajustar la curva de frenado de las PDB, discriminando los disparos producidos por los efectos de la saturación a la vez que nos aseguramos el disparo ante los cortocircuitos reales. Con esto se mejora la fiabilidad de nuestra PDB.

## XIV. ENTORNO SOCIO-ECONÓMICO

Como ya se ha analizado anteriormente las soluciones tomadas hasta ahora son caras y en muchos casos no realizan su función. Por este motivo la solución que se propone en este trabajo ante los disparos indeseados es mucho más económica y funcional.

Al analizar detenidamente la hoja de Excel se puede ver como la efectividad del ajuste de la curva de frenado conlleva una solución del 90% de los disparos indeseados sin necesidad de hacer un gran desembolso de dinero.

El mantenimiento y mejora de las instalaciones eléctricas es financiado en último lugar por la sociedad. Por tanto, esta mejora supondría un ahorro a largo plazo tanto para las empresas del sector eléctrico como para las familias que no tendrían que hacer ninguna inversión física de mejora.

Para implantar esta mejora se necesita el trabajo de un ingeniero junior durante 5 meses supervisado por un ingeniero senior. Además, para realizar dicho trabajo se necesita un equipo informático con la plataforma Office (o programa similar). El presupuesto detallado es el siguiente:

- Contratación de ingeniero junior durante 5 meses a media jornada: 5720€
- Supervisión del ingeniero senior (20 horas): 700€
- Licencia de Office: 99€
- Amortización del equipo informático: 60€
- Gastos de seguridad social (35%): 2247€
- Subtotal: 8826€
- IVA: 1853, 46€
- Total: 10676, 46€

Una vez desarrollada la aplicación su uso sería directo y requeriría el control de un ingeniero para el ajuste de las PDB según las condiciones de la red. Por tanto, el coste de la utilización de este proyecto sería el derivado exclusivamente de la contratación de un ingeniero sin necesidad de realizar modificaciones en las instalaciones eléctricas como se han estado realizando hasta ahora.

XV. ANEXOs

ANEXO A: Pantalla del programa

La hoja 1 del programa Excel se muestra a continuación:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1														
2			CONTENIDO											
3	Hoja 1		Entrada de datos											
4	Hoja 2		Cálculo de saturación TI 1											
5	Hoja 3		Cálculo de saturación TI 2											
6	Hoja 4		Cálculo de saturación TI 3											
7	Hoja 5		Cálculo de saturación TI 4											
8	Hoja 6		Ajuste de protección diferencial											
9	Hoja 7		Explicación											
10			Entrada de datos											
11	Inversa de la curva de saturación		S =	21,00										
12	Tensión eficaz, cuando Ie= 10A		Vs =	300										
13	Número de espiras del secundario		N2 =	200,00										
14	Resistencia del devanado secundario		Rw =	1,00										
15	Resistencia de la carga		Rb =	2,00										
16	Inductancia de la carga		Xb =	2,00										
17	Relación de cortocircuito del sistema		X/R =	1,00										
18	Desplazamiento de la onda Ip		Offset =	1,00										
19	Flujo de remanencia		λrem =	0,00										
20	Tiempo de muestreo		dt =	6,67E-05										
21	Frecuencia		f =	50,00										
22	Corriente primaria		Ip =	20000,00										
23														
24														
25														
26														
27														

Realizado por: Roberto Prado Marchal  
Versión: 21 de Junio de 2017  
Con ayuda de: IEEE PSRC

Versión mejorada de la hoja Excel sobre el cálculo de la saturación de los TI's, publicada por el Comité de IEEE Relé de Sistemas Eléctricos (PSRC), "CT SAT Calculator". Añadiendo el cálculo de parámetros para el ajuste de las protecciones diferenciales de barra.

Transformador 1	Transformador 2	Transformador 3	Transformador 4
21,00	22,00	23,00	24,00
[V eficaces]	[V eficaces]	[V eficaces]	[V eficaces]
300	350	400	450
200,00	200,00	240,00	240,00
[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]
1,00	1,00	1,00	1,00
[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]
2,00	2,00	3,00	3,00
[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]
2,00	2,00	3,00	3,00
[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]
1,00	1,00	1,00	1,00
-1 < Off < 1	-1 < Off < 1	-1 < Off < 1	-1 < Off < 1
0 < λrem < 1	0 < λrem < 1	0 < λrem < 1	0 < λrem < 1
[s]	[s]	[s]	[s]
6,67E-05	6,67E-05	6,67E-05	6,67E-05
[Hz]	[Hz]	[Hz]	[Hz]
50,00	50,00	50,00	50,00
[A eficaces]	[A eficaces]	[A eficaces]	[A eficaces]
20000,00	20000,00	20000,00	20000,00

Error de los TI's

Protección Diferencial

Saturación TI 1

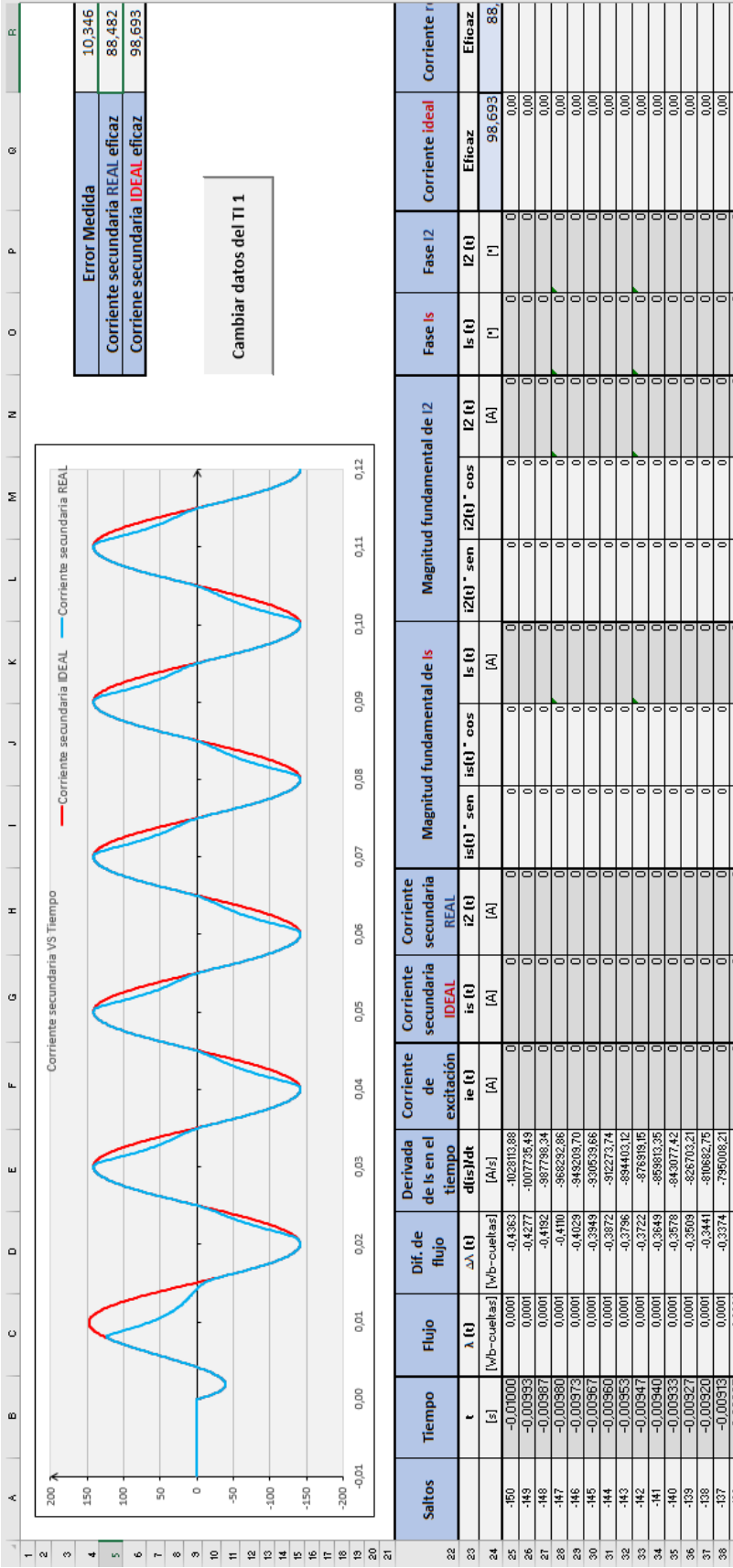
Saturación TI 2

Saturación TI 3

Saturación TI 4

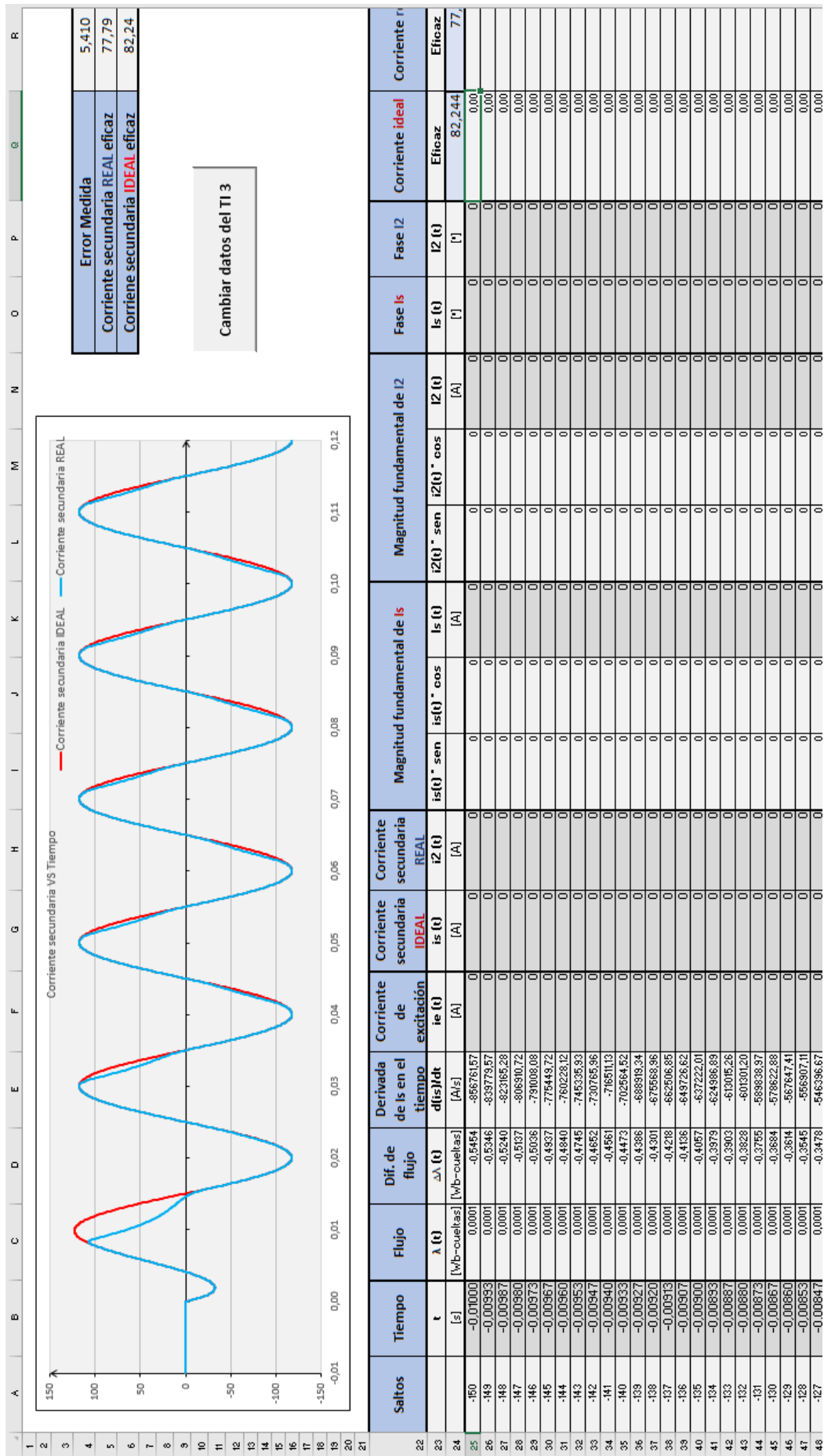


Las hojas 2, 3, 4 y 5 del programa son:

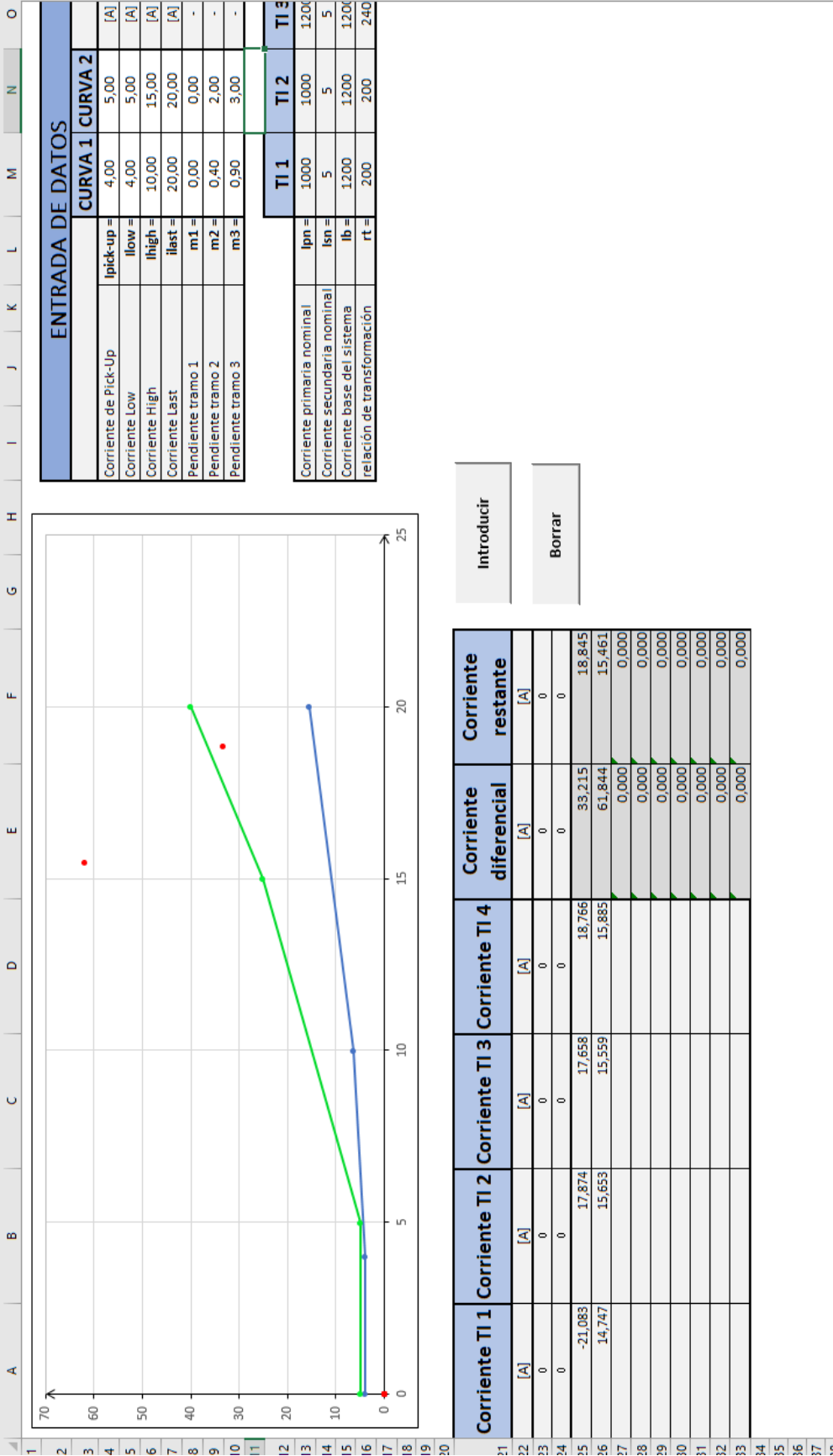








La hoja 6 del programa:



Introducir

Borrar

## ANEXO B: MACROS

---

```
Sub introducir()  
'Por medio de un botón se abre el formulario en pantalla para introducir los ajustes de relé  
    Load Proteccióndiferencial  
    Proteccióndiferencial.Show  
End Sub
```

---

```
Sub borrar()  
'Por medio de un botón se borra las corrientes del relé introducidas  
    Range("A25:D33") = Empty  
End Sub
```

---

```
Sub saturaciónTI1()  
'Por medio del botón SATURACIÓN TI 1 se abre la hoja del TI 1  
    Sheets("TI 1").Select  
End Sub
```

---

```
Sub saturaciónTI2()  
'Por medio del botón SATURACIÓN TI 2 se abre la hoja del TI 2  
    Sheets("TI 2").Select  
End Sub
```

---

```
Sub saturaciónTI3()  
'Por medio del botón SATURACIÓN TI 3 se abre la hoja del TI 3  
    Sheets("TI 3").Select  
End Sub
```

---

```
Sub saturaciónTI4()  
'Por medio del botón SATURACIÓN TI 4 se abre la hoja del TI 4  
    Sheets("TI 4").Select  
End Sub
```

---

---

```
Sub protección()  
'Por medio del boton PROTECCIÓN DIFERENCIAL se abre la hoja del Diferencial  
    Sheets("Diferencial").Select  
End Sub
```

---

```
Sub calculo()  
    Load ErroresMedida  
    ErroresMedida.Show  
End Sub
```

---

```
Sub cambiarTI1()  
    Load DatosTI1  
    DatosTI1.Show  
End Sub
```

---

```
Sub cambiarTI2()  
    Load DatosTI2  
    DatosTI2.Show  
End Sub
```

---

```
Sub cambiarTI3()  
    Load DatosTI3  
    DatosTI3.Show  
End Sub
```

---

```
Sub cambiarTI4()  
    Load DatosTI4  
    DatosTI4.Show  
End Sub
```

---

Cambiar datos del TI 1

S

X/R

Vs [V]

Offset [-1,1]

N2 [Vueltas]

Flujo rem. [0,1]

Rw [Ohm]

f [Hz]

Rb [Ohm]

I primaria [A]

Xb [Ohm]

Cambiar

```

Private Sub CommandButton1_Click()

'Selecciono la hoja donde cambiar los datos de entrada DATOS
    Sheets("Datos").Select

'Guarda cada valor de la caja de texto en la celda correspondiente
    Range("E11").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(s)
    Range("E12").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(vs)
    Range("E13").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(n2)
    Range("E14").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(rw)
    Range("E15").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(rb)
    Range("E16").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(xb)
    Range("E17").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(x_r)
    Range("E18").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(off)
    Range("E19").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(frem)
    Range("E21").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(f)
    Range("E22").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ip)

'Devuelve la pantalla a la hoja de la saturación del TI 1
    Sheets("TI 1").Select

End Sub

```

---

```

Private Sub UserForm_Initialize()
|
    Sheets("Datos").Select
    s.Value = Range("E11")
    vs.Value = Range("E12")
    n2.Value = Range("E13")
    rw.Value = Range("E14")
    rb.Value = Range("E15")
    xb.Value = Range("E16")
    x_r.Value = Range("E17")
    off.Value = Range("E18")
    frem.Value = Range("E19")
    f.Value = Range("E21")
    ip.Value = Range("E22")

```

```

End Sub

```



Cambiar datos del T1 2

S

X/R

Vs [V]

Offset [-1,1]

N2 [Vueltas]

Flujo rem. [0,1]

Rw [Ohm]

f [Hz]

Rb [Ohm]

I primaria [A]

Xb [Ohm]

Cambiar

```

Private Sub CommandButton1_Click()

'Selecciono la hoja donde cambiar los datos de entrada DATOS
    Sheets("Datos").Select

'Guarda cada valor de la caja de texto en la celda correspondiente
    Range("G11").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(s)
    Range("G12").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(vs)
    Range("G13").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(n2)
    Range("G14").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(rw)
    Range("G15").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(rb)
    Range("G16").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(xb)
    Range("G17").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(x_r)
    Range("G18").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(off)
    Range("G19").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(frem)
    Range("G21").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(f)
    Range("G22").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDbl(ip)

'Devuelve la pantalla a la hoja de la saturación del TI 1
    Sheets("TI 2").Select

End Sub

```

---

```

Private Sub UserForm_Initialize()
|
    Sheets("Datos").Select
    s.Value = Range("G11")
    vs.Value = Range("G12")
    n2.Value = Range("G13")
    rw.Value = Range("G14")
    rb.Value = Range("G15")
    xb.Value = Range("G16")
    x_r.Value = Range("G17")
    off.Value = Range("G18")
    frem.Value = Range("G19")
    f.Value = Range("G21")
    ip.Value = Range("G22")

End Sub

```

Cambiar datos del TI 3

S

X/R

Vs [V]

Offset [-1,1]

N2 [Vueltas]

Flujo rem. [0,1]

Rw [Ohm]

f [Hz]

Rb [Ohm]

I primaria [A]

Xb [Ohm]

Cambiar

```

Private Sub CommandButton1_Click()

'Selecciono la hoja donde cambiar los datos de entrada DATOS
    Sheets("Datos").Select

'Guarda cada valor de la caja de texto en la celda correspondiente
    Range("I11").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(s)
    Range("I12").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(vs)
    Range("I13").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(n2)
    Range("I14").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(rw)
    Range("I15").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(rb)
    Range("I16").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(xb)
    Range("I17").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(x_r)
    Range("I18").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(off)
    Range("I19").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(frem)
    Range("I21").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(f)
    Range("I22").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ip)

'Devuelve la pantalla a la hoja de la saturación del TI 1
    Sheets("TI 3").Select

End Sub

```

---

```

Private Sub UserForm_Initialize()
|
    Sheets("Datos").Select
    s.Value = Range("I11")
    vs.Value = Range("I12")
    n2.Value = Range("I13")
    rw.Value = Range("I14")
    rb.Value = Range("I15")
    xb.Value = Range("I16")
    x_r.Value = Range("I17")
    off.Value = Range("I18")
    frem.Value = Range("I19")
    f.Value = Range("I21")
    ip.Value = Range("I22")
End Sub

```

Cambiar datos del TI 4 X

S	<input type="text"/>	X/R	<input type="text"/>
Vs [V]	<input type="text"/>	Offset [-1,1]	<input type="text"/>
N2 [Vueltas]	<input type="text"/>	Flujo rem. [0,1]	<input type="text"/>
Rw [Ohm]	<input type="text"/>	f [Hz]	<input type="text"/>
Rb [Ohm]	<input type="text"/>	I primaria [A]	<input type="text"/>
Xb [Ohm]	<input type="text"/>		

**Cambiar**

---

```

Private Sub CommandButton1_Click()

'Selecciono la hoja donde cambiar los datos de entrada DATOS
    Sheets("Datos").Select

'Guarda cada valor de la caja de texto en la celda correspondiente
    Range("K11").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(s)
    Range("K12").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(vs)
    Range("K13").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(n2)
    Range("K14").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(rw)
    Range("K15").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(rb)
    Range("K16").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(xb)
    Range("K17").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(x_r)
    Range("K18").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(off)
    Range("K19").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(frem)
    Range("K21").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(f)
    Range("K22").Select
    ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ip)

'Devuelve la pantalla a la hoja de la saturación del TI 1
    Sheets("TI 4").Select

End Sub

```

---

```

Private Sub UserForm_Initialize()
|
    Sheets("Datos").Select
    s.Value = Range("K11")
    vs.Value = Range("K12")
    n2.Value = Range("K13")
    rw.Value = Range("K14")
    rb.Value = Range("K15")
    xb.Value = Range("K16")
    x_r.Value = Range("K17")
    off.Value = Range("K18")
    frem.Value = Range("K19")
    f.Value = Range("K21")
    ip.Value = Range("K22")
End Sub

```

**Error de medida de cada TI**

Error TI 1	<input type="text"/>	%
Error TI 2	<input type="text"/>	%
Error TI 3	<input type="text"/>	%
Error TI 4	<input type="text"/>	%

```
Private Sub UserForm_Initialize()
|
|'Se introducen los valores de los errores en los cuadros de texto correspondientes
|  Sheets("Datos").Select
|
|  error1.Value = Round(Sheets("TI 1").Cells(4, 18).Value, 3)
|  error2.Value = Round(Sheets("TI 2").Cells(4, 18).Value, 3)
|  error3.Value = Round(Sheets("TI 3").Cells(4, 18).Value, 3)
|  error4.Value = Round(Sheets("TI 4").Cells(4, 18).Value, 3)
|
End Sub
```

**Introducir las corrientes de la protección diferencial**

Ip línea 1	Ip línea 2	Ip línea 3	Ip línea 4
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Corriente TI 1	Corriente TI 2	Corriente TI 3	Corriente TI 4
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Insertar		Actualizar	

```

'Crear variables públicas empleadas en todo el código (UserForm)
Public i1 As Double
Public i2 As Double
Public i3 As Double
Public i4 As Double

Public iti1 As Double
Public iti2 As Double
Public iti3 As Double
Public iti4 As Double

Public itilp As Double
Public iti2p As Double
Public iti3p As Double
Public iti4p As Double

Public rtl As Double
Public rt2 As Double
Public rt3 As Double
Public rt4 As Double

Public ib As Double

```

---

```

Private Sub CommandButton1_Click()

'Selecciona la hoja de la Protección Diferencial para introducir en ella los valores
Sheets("Diferencial").Select

'Crea una variable pequeña para guardar el valor de la ultima fila libre de la tabla
Dim ultimafila As Integer
ultimafila = Range("A23").End(xlDown).Offset(1, 0).Row

'Introduce los valores del formulario en la tabla
Range("A" & ultimafila).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ti1)
Range("B" & ultimafila).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ti2)
Range("C" & ultimafila).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ti3)
Range("D" & ultimafila).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ti4)

End Sub

```

---



```

Private Sub CommandButton2_Click()

'Selecciona la hoja de Entrada de Datos para introducir los nuevos valores y actualizar las características
Sheets("Datos").Select

'Introduce Las corrientes primarias nuevas del formulario en las celdas correspondientes
Range("E22").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ip1)
Range("G22").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ip2)
Range("I22").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ip3)
Range("K22").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = CDb1(ip4)

'Actualiza las variables públicas con la nueva situación
i1 = Round(Sheets("Datos").Cells(22, 5).Value, 5)
i2 = Round(Sheets("Datos").Cells(22, 7).Value, 5)
i3 = Round(Sheets("Datos").Cells(22, 9).Value, 5)
i4 = Round(Sheets("Datos").Cells(22, 11).Value, 5)

iti1 = Round(Sheets("TI 1").Cells(5, 18).Value, 5)
iti2 = Round(Sheets("TI 2").Cells(5, 18).Value, 5)
iti3 = Round(Sheets("TI 3").Cells(5, 18).Value, 5)
iti4 = Round(Sheets("TI 4").Cells(5, 18).Value, 5)

rt1 = Round(Sheets("Diferencial").Cells(16, 13).Value, 5)
rt2 = Round(Sheets("Diferencial").Cells(16, 14).Value, 5)
rt3 = Round(Sheets("Diferencial").Cells(16, 15).Value, 5)
rt4 = Round(Sheets("Diferencial").Cells(16, 16).Value, 5)

ib = Round(Sheets("Diferencial").Cells(15, 13).Value, 5)

itilp = Round((iti1 * rt1) / ib, 3)
iti2p = Round((iti2 * rt2) / ib, 3)
iti3p = Round((iti3 * rt3) / ib, 3)
iti4p = Round((iti4 * rt4) / ib, 3)

'Muestra en los cuadros de texto las nuevas variables
Sheets("Diferencial").Select

ip1.Value = i1
ip2.Value = i2
ip3.Value = i3
ip4.Value = i4

ti1.Value = itilp
ti2.Value = iti2p
ti3.Value = iti3p
ti4.Value = iti4p

End Sub

```

---

```

Private Sub UserForm_Initialize()

'Ingresa el número en cada variable creada
i1 = Round(Sheets("Datos").Cells(22, 5).Value, 5)
i2 = Round(Sheets("Datos").Cells(22, 7).Value, 5)
i3 = Round(Sheets("Datos").Cells(22, 9).Value, 5)
i4 = Round(Sheets("Datos").Cells(22, 11).Value, 5)

iti1 = Round(Sheets("TI 1").Cells(5, 18).Value, 5)
iti2 = Round(Sheets("TI 2").Cells(5, 18).Value, 5)
iti3 = Round(Sheets("TI 3").Cells(5, 18).Value, 5)
iti4 = Round(Sheets("TI 4").Cells(5, 18).Value, 5)

rt1 = Round(Sheets("Diferencial").Cells(16, 13).Value, 5)
rt2 = Round(Sheets("Diferencial").Cells(16, 14).Value, 5)
rt3 = Round(Sheets("Diferencial").Cells(16, 15).Value, 5)
rt4 = Round(Sheets("Diferencial").Cells(16, 16).Value, 5)

ib = Round(Sheets("Diferencial").Cells(15, 13).Value, 5)

itilp = Round((iti1 * rt1) / ib, 3)
iti2p = Round((iti2 * rt2) / ib, 3)
iti3p = Round((iti3 * rt3) / ib, 3)
iti4p = Round((iti4 * rt4) / ib, 3)

'Muestra en los cuadros de texto del UserForm las variables
ip1.Value = i1
ip2.Value = i2
ip3.Value = i3
ip4.Value = i4

ti1.Value = itilp
ti2.Value = iti2p
ti3.Value = iti3p
ti4.Value = iti4p

End Sub

```

## Bibliografía

ARTECHE. (2016). *Acercamiento a los transformadores de medida*. Obtenido de [https://www.artech.com/es/centro-documentacion?f%5B0%5D=field\\_categoria\\_documentacion%3A471&f%5B1%5D=field\\_categoria\\_documentacion%3A523](https://www.artech.com/es/centro-documentacion?f%5B0%5D=field_categoria_documentacion%3A471&f%5B1%5D=field_categoria_documentacion%3A523)

ARTECHE. (2016). *Introducción a los transformadores de medida*. Obtenido de [https://www.artech.com/es/centro-documentacion?f%5B0%5D=field\\_categoria\\_documentacion%3A471&f%5B1%5D=field\\_categoria\\_documentacion%3A523](https://www.artech.com/es/centro-documentacion?f%5B0%5D=field_categoria_documentacion%3A471&f%5B1%5D=field_categoria_documentacion%3A523)

Burgos Díaz, J. C. (s.f.). *Repaso de conceptos básicos de Electricidad y Magnetismo*. Obtenido de <http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/circuitos-magneticos-y-transformadores/material-de-clase>

Gajic, H. A. (Marzo 2016). Stray Flux and its Influence on Protection Relays. *Pac World*.

IEC. (1996). IEC 60044-1: Instrument transformers - Part 1: Current transformers. Obtenido de <https://webstore.iec.ch/publication/12389>

Iriondo Barrenetxea, A. (1996). *Protecciones de sistemas de potencia*. Universidad del País Vasco.

Meinhardt, P., & Freiburg, M. (Marzo, 2016). Influence of CT Saturation on the Protection System. *Pac World*.

Ministerio de Energía, T. y. (s.f.). *Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital*. Obtenido de <http://www.minetad.gob.es/energia/electricidad/Paginas/Index.aspx>

Montané Sangrá, P. (1993). *Protecciones en las instalaciones eléctricas*. Marcombo.

OMIE. (s.f.). *Información de la compañía*. Obtenido de <http://www.omie.es/inicio/informacion-de-la-compania>

PE/PSRCC. (2005). C37.90-2005 - IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus. Obtenido de <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C37.90-2005.html>

PE/PSRCC. (2007). C37.110-2007 - IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes. Obtenido de <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C37.110-2007.html>

PE/TR. (2016). C57.13-2016 - IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers. Obtenido de <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C57.13-2016.html>

Ras, E. (1994). *Transformadores de potencia, medida y de protección*. Marcombo.

REE. (20 de Diciembre de 2016). *El Sistema Eléctrico Español, Avance 2016*. Red Eléctrica de España. Obtenido de [http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance\\_informe\\_sistema\\_electrico\\_2016.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2016.pdf)

REE. (s.f.). *Conócenos, Misión y visión*. Obtenido de <http://www.ree.es/es/conocenos/ree-en-2-minutos/mision-y-vision>

Suarez Creo, J. M. (2011). *Protecciones de instalaciones y redes eléctricas*. Andavira.

Swift, G. (2001). CT SAT Theory (PSRC).

